NORTHERN PIPELINE AGENCY

ANNUAL REPORT

1981-1982

Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1983

Cat. No. C 88-1/1982

ISBN 0-662-52267-2

Cover—Automatic welders move along the pipe in southwestern Saskatchewan. The huts housing them permit welding to continue despite variable weather conditions.

Northern Pipeline Agency
Canada

Administration du pipe-line du Nord
Canada

ANNUAL REPORT

1981-1982

Acknowledgements

We wish to thank the following organizations for permission to use the photographs shown in this report:

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., Calgary, Alberta.
Office of the Federal Inspector, Washington, D.C.
Pacific Interstate Transmission Co., Los Angeles, California.

Ottawa, Ontario
December 31, 1982.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1982, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided for under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

Mitchell Sharp,
Commissioner,
Northern Pipeline Agency.

Senator The Honourable H.A. (Bud) Olson, P.C., M.P.,
Minister responsible for the
Northern Pipeline Agency,
Ottawa, Ontario.

Table of Contents

	Page
Major Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project	**1**
Overview	1
Major U.S. Developments	3
The Mainline Project	3
First-Stage Construction of the Western and Eastern Legs	5
Major Canadian Developments	6
The Mainline Project	6
First-Stage Construction of the Western and Eastern Legs	7
Parliamentary Surveillance	8
Operations of the Northern Pipeline Agency	**9**
Agency Activities	9
Socio-Economic and Environmental Plan Review	9
Environmental Assessment and Review Panel for Yukon	10
Compensation for Loss of Livelihood	10
Native Relations	11
Federal-Provincial-Territorial Co-ordination	12
Regional Advisory Councils	12
Other Public Consultations	13
Manpower Planning and Labour Affairs	14
Industrial Benefits	15
Transportation and Logistics	16
Project Scheduling and Cost-Control Procedures	16
Incentive Rate of Return and Final Design Cost Estimates	17
Pipeline Crossings	17
Landowner Concerns	18
Bill C-60, An Act to Amend the National Energy Board Act	18
Land Acquisition in Alberta for the Eastern Leg and 56-Inch Pilot Spread	18
Exercise of Other Federal Regulatory Powers	19
Field Surveillance	20
Special Environmental Protection Measures	21
Engineering Activities	22
Quill Creek Test Program	23
Geotechnical Drilling Program	24
Pipe-Fracture Control	24
Finance, Personnel and Official Languages	**26**
Finance and Personnel	26
Official Languages Plan	26
Appendices	
A The Role of the Nothern Pipeline Agency	27
B Report of the Auditor General of Canada	28
C Project Description	32
First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections	33
D Northern Pipeline Agency—Senior Officers and Office Locations	34

ALASKA HIGHWAY
NATURAL GAS PIPELINE PROJECT

See Project Description for imperial measurements

Major Developments in Canada and the United States Involving the Alaska Highway Gas Pipeline Project

Overview

Considerable strides were made on a number of fronts during fiscal year 1981-82 in moving forward with the planning and construction in both Canada and the United States of the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

As part of the first-stage development of the project, which initially provides for the transmission of surplus Canadian gas to U.S. markets, building of the 1 960-km (1,218-mi.) Eastern Leg of the system was commenced in the spring of 1981, with completion scheduled for the fall of 1982. By October, 1981, gas began flowing to California through the 1 040-km (623-mi.) Western Leg, construction of which began in the latter half of 1980. Initially, these two lines will have the capacity to transport more than 1.1 billion cubic feet of gas a day (bcf/d) to the western and mid-western United States.

Meanwhile, a broad range of activities involving second-stage construction of the northern segments of the project continued in Canada and the United States. These included the further development of socio-economic, environmental and logistics plans, continuing research into technical problems associated with pipeline installation in areas of discontinuous permafrost, and the design and engineering of both the northern segments of the pipeline and of the gas conditioning plant to be built at Prudhoe Bay in Alaska.

The continuing work on preparation of final design and engineering of the pipeline and gas conditioning plant in Alaska followed an agreement reached in June, 1980, between the pipeline sponsor—Alaskan Northwest—and the three leading owners of natural gas reserves at Prudhoe Bay—Exxon, Sohio and Arco—to share the cost of this undertaking, estimated at $500 million or more.

At the same time, the pipeline sponsor and the producers also stated their intention of working together to develop a plan aimed at meeting the greatest challenge of all—privately financing the immense cost of building the Alaskan system. The outcome of that co-operative effort was the development of a "conceptual approach" for funding of the Alaskan project, which was made public in May, 1981, in order to provide the basis for further discussions with members of the investment community.

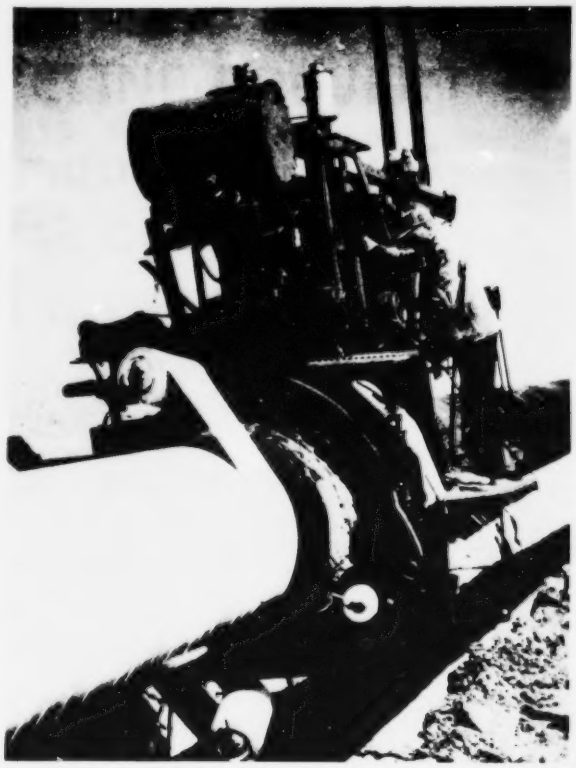
From the beginning, the joint participation of the Alaskan pipeline sponsor and the producers in undertaking final design and engineering of the system and developing a financing plan had been predicated on the assumption—implicit or explicit—that the governing U.S. legislation would be revised to eliminate or modify certain conditions that were considered to create an almost insuperable barrier to the private financing of the Alaska segment. This applied particularly to provisions that prohibited the producers from participating in the ownership and management of the pipeline in Alaska, assigned sole responsibility for the construction and operation of the gas conditioning plant at Prudhoe Bay to the producers rather than treating it as an integral part of the entire system, and precluded the Canadian sponsor—Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.—from being assured of its ability to begin recovering its full investment costs once the project in Canada was completed, which was a basic condition of its participation.

In mid-June of 1981, the Alaskan pipeline sponsor requested that President Reagan submit to Congress a series of amendments to the U.S. legislation designed both to overcome these three particular problems and to remedy other shortcomings identified by members of the investment community, as more fully explained in the following section dealing with major U.S. developments.

Following an extensive round of consultations with the Alaskan pipeline sponsor, the producers, financial institutions, and key congressional leaders, the Administration on October 15, 1981, submitted a series of proposed waivers to the U.S. legislation for consideration by the Senate and House of Representatives. In an accompanying statement to Congress, President Reagan recalled that in a prior message to Prime Minister Trudeau he had expressed his hope that the legislative amendments would help to remove remaining impediments to the private financing of the pipeline. "I believe," the President wrote, "that this project is important not only in terms of its contribution to the energy security of North America. It is also a symbol of U.S.-Canadian ability to work together cooperatively in the energy area for the benefit of both countries and peoples."

Following lengthy hearings, committee recommendations supporting approval of the waiver package submitted by the Administration were approved by both the Senate and House of Representatives and the revised legislation was signed into law by the President on December 15, 1981.

The last major milestone during the course of the fiscal year came on March 16, 1982, when Commissioner Anthony Sousa of the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), who earlier had been assigned lead responsibility for the Alaska Highway Gas Pipeline Project, presided over a one-day procedural conference to consider the status of the pipeline and the plans of its sponsors for dealing with outstanding financial and regulatory issues. In their statement to the Commissioner, spokesmen for Alaskan Northwest disclosed that, because of the long lead-time required from the completion of financing arrangements until the system was operational (around five and a half years), the scheduled date for the commencement of gas flows had been set back from late 1986 to late 1987. At the same time, however, they also submitted a schedule of submissions to the FERC by July 1, 1982, that was designed to meet all outstanding regulatory requirements. This included a financing plan, a gas marketability study, and an assessment of net economic benefits of the project. The company projected a timetable for consideration of these various issues by the Commission that anticipated issuance of a final FERC certificate of public convenience and necessity for the Alaskan portion of the system by December, 1982.



Wrapping operations at the pipeline crossing of the South Saskatchewan River in eastern Alberta.

(Within a matter of weeks, however, participants in the Alaskan segment of the project substantially revised their plans because of difficulties encountered in developing feasible funding arrangements. In a statement issued on April 30, 1982, following a two-day meeting in Salt Lake City, they announced that they planned to continue development of such financial arrangements with a view to completing the system and commencing operations by 1989, or earlier if possible. The participants reiterated their commitment to the project, which they believed was economically sound and in the national interest. Reflecting the factors that led to the revision in plans unfolded earlier before the FERC, the statement observed: "Financial planning must necessarily take into account changing circumstances which are beyond the control of the project, such as current short-term excess world energy supply, depressed crude oil prices, lower levels of economic activity in the U.S. and abroad, and uncertainties in financial markets.")

Major U.S. Developments

The Mainline Project

As first-stage construction of the southern segments of the pipeline proceeded, the primary focus of attention in the United States during the fiscal year was on the enactment of certain amendments to the governing U.S. legislation that were considered a fundamental prerequisite for the successful private financing of the northern segments of the project.

The first step forward came in May, 1981, when, as already indicated, the Alaskan pipeline sponsors and the owners of the Prudhoe Bay gas unveiled the "conceptual approach" they had drawn up as a framework for developing a concrete financing plan following further consultation with major financial institutions.

For purposes of financial planning, the "as spent" cost of the pipeline in Alaska (assuming completion by 1986) was estimated at $21 billion and that of the gas conditioning plant at Prudhoe Bay at $6 billion. The proposal envisaged provision being made for an additional $3 billion in funds as a cushion designed to cover any cost overruns and provide assurance of completion of construction. The total requirement for funds, therefore, was estimated to be a maximum of $30 billion. Of this amount, 75 per cent was to be raised from debt securities and the remaining 25 per cent from equity. It was proposed that the pipeline sponsor would own 70 per cent of the Alaskan system and the producers the remaining 30 per cent. Alaskan Northwest would be responsible for the raising of a total of $21 billion in debt and equity, the producers a total of $9 billion.

Nearly a month after the conceptual financing approach was made public, John G. McMillian, Chairman of the Alaskan Northwest consortium of gas shippers sponsoring the building of the pipeline, wrote to President Reagan to request that he submit to Congress a series of amendments to the existing U.S. legislation as a means of meeting "the essential concerns which must be addressed if we are to move forward with private sector financing".

The "essential concerns" referred to by Mr. McMillian involved certain conditions established by President Carter in the Decision and Report to Congress that he submitted in September, 1977, subsequently adopted as part of the *Alaska Natural Gas Transportation Act*, which increasingly came to be viewed as a fundamental impediment to the private financing of the project.

The President's submission to Congress, for example, anticipated that the major owners of gas reserves in Prudhoe Bay would play a substantial role in supporting the financing of the pipeline in Alaska because of the very large benefit they would derive from its construction. But because of anti-trust considerations, the 1977 Decision prohibited the producers from having any participation in the ownership of the Alaskan pipeline or any part in managing its planning and construction. The producers, however, steadfastly declined to lend support to the financing of the pipeline under these circumstances.

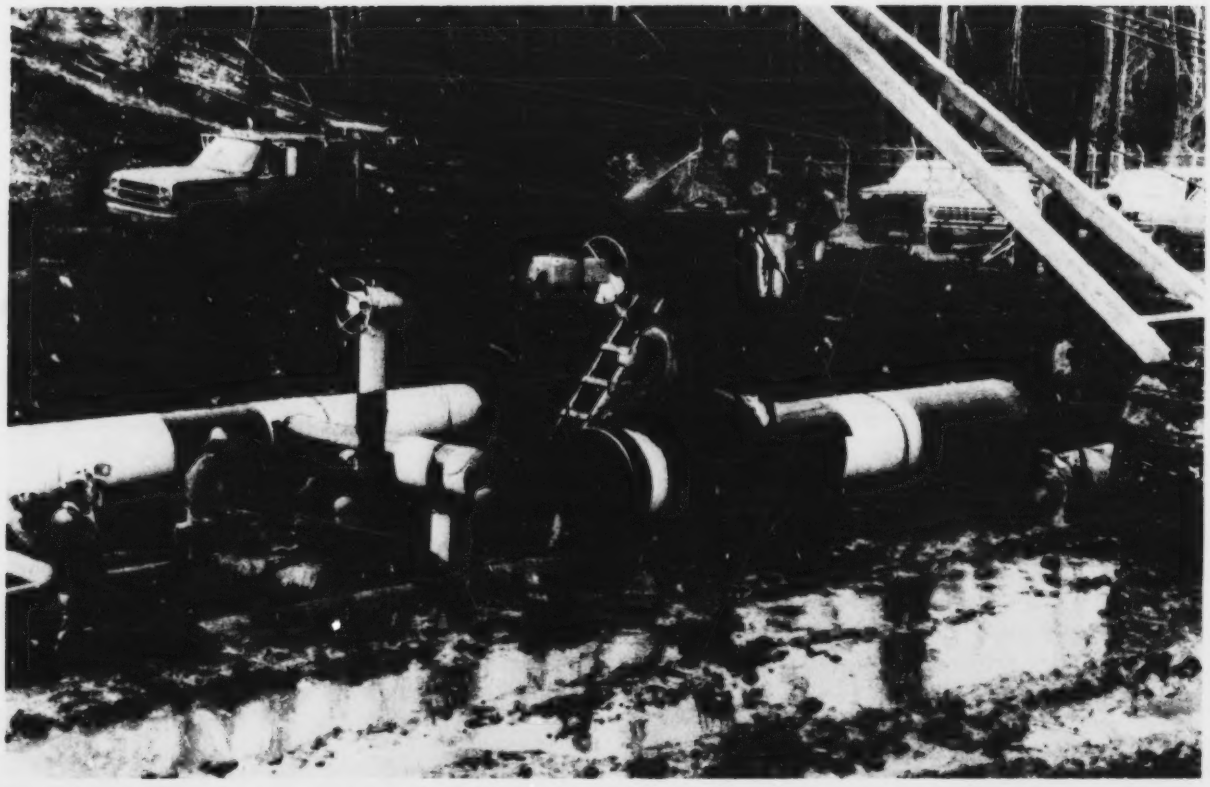
Under the President's Decision, the massive plant required to condition the Prudhoe Bay gas prior to its delivery to the pipeline (through the removal of such substances as moisture, carbon dioxide and natural gas liquids) did not come under the provisions of the *Alaska Natural Gas Transportation Act*, with the result that the producers were required to assume primary responsibility for the cost of its construction and operation. Because the conditioning plant will, in fact, form an integral part of the pipeline system, this stipulation also was regarded as unrealistic and, hence, as a serious impediment to the successful financing of the project.

The third concern, one which was shared by pipeline sponsors in both Canada and the United States, was a condition laid down in the President's Decision that prohibited them from levying a charge against U.S. shippers of Alaskan gas and their customers until the entire pipeline system had been completed and commissioned—that is, judged by regulatory authorities as being ready to become fully operational.

As noted earlier, Foothills (Yukon), the sponsor of the project in Canada, had from the outset insisted on assurances that it would begin to be fully reimbursed for its investment costs, including provision for a return on and of equity, once the mainline in this country had been completed and leave-to-open the system granted by the National Energy Board, even if parts of the U.S. system were not yet ready to go into operation.

In a letter to Prime Minister Trudeau in mid-July, 1980, which formed one element of the assurances required by the Canadian government prior to authorizing commencement of first-stage construction of the southern segment of the project, President Carter stated that he would be prepared to request Congress to adopt any legislative amendment required to meet the "reasonable concern" of the Canadian pipeline sponsor.

In the United States, an earlier order issued by the Federal Energy Regulatory Commission would have had the effect of permitting the Alaskan pipeline com-



Final tie-in of the Western Leg into the system of Alberta Natural Gas Company Ltd. in the Crowsnest Pass area of southeastern B.C. in May 1981.

pany to begin imposing a tariff on gas shipping firms only after the entire system in both countries had been completed, even if it were not yet operational. Under this order, however, the tariff would only have been sufficient to cover the Alaska pipeline's "minimum bill"—that is, sufficient to cover debt servicing, operating and maintenance costs, but without any provision for return on or of equity invested. In its submission to President Reagan, Alaskan Northwest said that it had been advised by its bankers and other financial advisors that the Alaskan segment of the system could not be funded unless provision were made for the imposition of a minimum bill on gas shippers when either the pipeline *or* the conditioning plant were ready to go into operation, even if other parts of the system still remained to be completed before gas could begin flowing.

The legislative amendments proposed to Congress by the President on October 15, 1981, were aimed at resolving all of the problems outlined above, as well as meeting certain other ancillary concerns—one of the foremost being the establishment of a greater degree of certainty with respect to the permanence of the regulatory regime governing the system. There was widespread support in and outside of Congress for the waivers proposed by the President both to permit the producers to participate in the ownership and management of the Alaskan pipeline on terms and conditions approved by the FERC, consistent with anti-trust laws, and to bring the Prudhoe Bay conditioning plant under the provisions of the Act.

Considerably more controversy surrounded the proposed contingency provision enabling the builders of any one of the three segments—the conditioning plant, the Alaskan pipeline, and the Canadian pipeline—to begin recovering their costs (fully in the case of Canada and partially in the case of the other two Alaskan segments) from U.S. consumers in the event that any one of them was ready to go into operation prior to completion of the entire system and the commencement of gas flows.

The principal criticism directed against the provision concerned the risk that consumers could be required to begin meeting some part of the cost of the pipeline system before gas actually began to flow through it. In point of fact, however, the proposed amendment had the effect only of modifying the risk to which the con-

sumer was already exposed under the original legislation adopted by Congress. Under that Act, consumers could have been required to begin meeting system costs once the entire pipeline were ready to go into operation even if gas were not flowing to market. Such a contingency could have arisen if the whole of the pipeline had been completed but the conditioning plant, which under the 1977 law was the sole responsibility of the producers, were still not operational. While the amendment proposed by the Administration altered the nature of the risk through a contingency billing provision involving each of the three separate segments, it also added a new element of protection for the consumer through a stipulation that no charges could be levied to cover the cost of any completed segment until after a "date certain" established by the FERC—a date when the entire system was expected to be in operation.

Following a series of hearings by congressional committees, the Senate in November approved adoption of the waiver package recommended by the President by a vote of 75 to 19 and the House of Representatives gave its concurrence the following month by a final vote of 229 to 188.

In January, 1982, several members of the Senate and House of Representatives, together with five state attorneys-general and a number of consumer groups, filed a complaint in the U.S. federal court challenging, on procedural grounds, the waiver package passed by Congress and the subsequent action taken by the Federal Energy Regulatory Commission amending the conditional certificate to include the conditioning plant as part of the system. (The case was subsequently dismissed by the federal court in April, 1982.)

During the period under review, the Federal Energy Regulatory Commission issued an interim report on the estimated construction costs for the Alaskan segment. In its report, the FERC endorsed the conclusions reached by independent engineering consultants (Williams Brothers) to reduce the certificated capital costs filed by the sponsor from $8.13 to $6.73 billion (1980 U.S. dollars), excluding financing charges. At the same time, the FERC deferred decisions on a number of related issues. These matters remained under review at the end of the fiscal year.

As indicated in the previous section, on March 16, 1982, the Federal Energy Regulatory Commissioner charged with special responsibility for the project, Anthony Sousa, presided over a technical conference to receive a report from the sponsors on the status of the project and their plans for meeting the outstanding financing and regulatory requirements.

In the course of testimony, the U.S. sponsors indicated publicly for the first time that they were now working towards an in-service date of November 1, 1987, one year later than earlier anticipated. This new target date was predicated on the assumption that a financing plan could be in place by June 1, 1982, with final certification being granted by the FERC by December 1, 1982.

The sponsors also raised a series of issues which needed to be addressed by the FERC if this timetable was to be met. These included such matters as approval of preliminary expenditures by the sponsors, endorsement of the certification cost estimate, and the determination of those costs that could be passed along by the shipper to the consumer. The sponsors also outlined a schedule by which they would make certain submissions to the FERC by July 1, 1982, including information relating to the tariff, a financing plan, a gas marketability study, an examination of net national economic benefits, and amendments to the partnership agreement.

Urged by the U.S. sponsors to expedite the regulatory procedures wherever possible, Commissioner Sousa proposed the use of phased proceedings in the nature of technical conferences and the less formal rule-making procedures for the final certification proceedings.

(As already noted, the pipeline participants were subsequently forced to conclude that prevailing economic conditions ruled out completion of the project by 1987 and indicated they would continue to work to conclude the project by late 1989, with the possibility of advancing this date by one year.)

First-Stage Construction of the Western and Eastern Legs

Throughout the year under review, construction continued on the southern segments of the pipeline in the United States.

Following the commencement of construction activity in December, 1980, work proceeded throughout the first half of the fiscal year to complete the 258 km (160.5 mi.) of loops to the Pacific Gas Transmission System, from the Canadian border at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon, which makes up the first phase of the U.S. Western Leg. An additional 565 km (361 mi.) of loops were completed on the existing systems of Northwest Pipelines and El Paso Natural Gas, known together as the Western Delivery System, to allow for the initial transport of surplus Canadian gas to California markets. (During Stage Two construction, the

At a ceremony sponsored by Pacific Gas Transmission Co. in Los Angeles on October 1, 1981, to mark the first flow of gas through the Western Leg, Senator H. A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, recounts the participation of the Canadian government in the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

Western Leg will be further extended from Stanfield, Oregon, to Antioch, California — a distance of approximately 1 464 km (911 mi.).)

On October 1, 1981, Canadian and U.S. representatives of government and industry attended a ceremony in Los Angeles, California, sponsored by the Pacific Gas Transmission Co., to mark the commencement of gas flow through the system.

Construction got underway on May 4, 1981, on six spreads along the U.S. Eastern Leg, which was scheduled to be built over a two-year period. Original plans, which had called for this segment to be completed in one year, were revised as a result of a decision by the North Dakota Public Service Commission to reject, for environmental reasons, the route of the pipeline that had previously been approved by the Federal Energy Regulatory Commission. In the fall of 1980, this decision was challenged in the courts on constitutional grounds by the U.S. federal regulatory authorities and the pipeline company. In April, 1981, the court upheld the federal position that the responsibility to determine routing issues should rest with the federal authority.

By winter shutdown approximately 77 per cent of the 1 321 km (821 mi.) Eastern Leg, being undertaken by Northern Border Pipeline Co., had been completed. Work resumed on the remaining portion in March, 1982. (The Eastern Leg began to transmit gas to midwestern U.S. markets on September 1, 1982.)

Final design cost estimates for first-stage construction of the southern U.S. segments were approved by the Office of the Federal Inspector (OFI) during the year. Excluding financing charges, estimates of approximately $1.16 billion (in 1979 U.S. dollars) were approved for the Eastern Leg. The OFI also approved final design cost estimates of approximately $168 million (in 1981 U.S. dollars) for the first phase of the Western Leg.

Major Canadian Developments

The Mainline Project

Although the overseeing of first-phase construction required much of their attention throughout the fiscal year, officials of the Northern Pipeline Agency continued to be engaged in planning, research and consultations with respect to the design and construction of the second-stage segment in northern Canada.

The Canadian sponsor, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., maintained development of the many plans and studies required under the Agency's engineering orders and socio-economic and environmental terms and conditions. In May, 1981, the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency, Senator H.A. (Bud) Olson, approved the company's Manpower Plan for the Canadian portion of the pipeline except for the Yukon segment.

As more fully described later in this report, the Environmental Assessment and Review Panel resumed public hearings in Whitehorse, Yukon, in June, 1981, to consider Foothills' proposal to route the pipeline around the city via the Ibex Pass and other possible routing alternatives. Because of the environmental risk to the Pass that could result from increased access following construction, the Panel recommended that the pipeline follow an alternate route around Whitehorse, a

recommendation that was endorsed by the Minister of the Environment. The issue remained in abeyance at year's end pending the consideration by the Yukon Territorial Government of plans being developed for the management of the Ibex area.

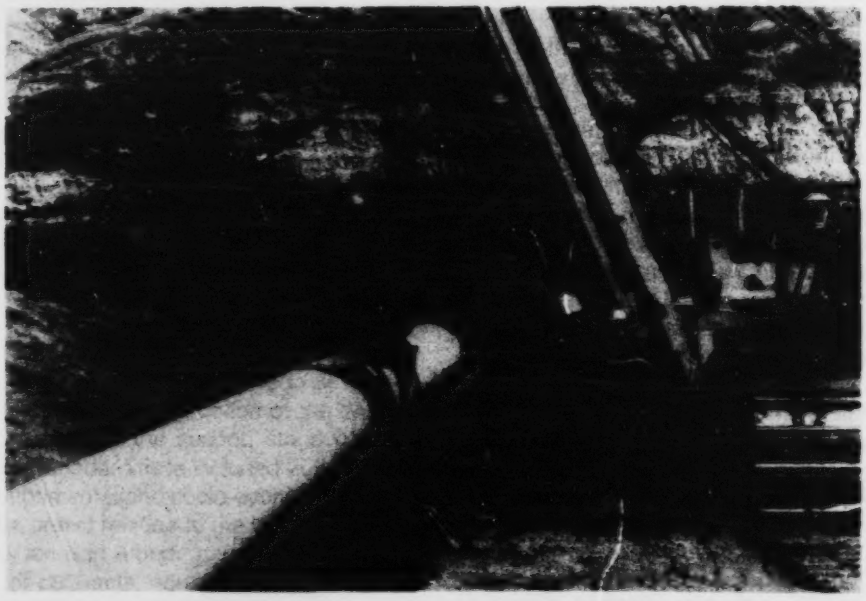
Other issues addressed by the company during the year included the method of installing the pipeline in areas of discontinuous permafrost in the Yukon. Foothills also submitted its final report to the National Energy Board with respect to the series of fracture tests on large-diameter pipe that had been conducted over the past several years at the Northern Alberta burst-test facility. The report's findings were subsequently approved by the Board.

Throughout the year under review, Agency officials continued to consult with their U.S. counterparts in the Office of the Federal Inspector on matters of mutual interest and concern. At a meeting held in Ottawa in March, 1982, it was decided that future sessions should be scheduled on a quarterly basis in order to keep both organizations better apprised of developments related to the project.

First-Stage Construction of the Western and Eastern Legs

With the final leave-to-open on the Western Leg through southeastern British Columbia being granted by the National Energy Board on May 21, 1981, construction commenced the following day on the Eastern Leg, which traverses the provinces of Alberta and Saskatchewan. As already noted, gas began to flow through the Western Leg to southern California in the autumn of 1981. By December of 1981, approximately two-thirds of Canada's Eastern Leg was built, including the entire Saskatchewan portion of the pipeline. Construction resumed on the remaining sections of the pipeline and one compressor station in Alberta and on three compressor stations and a meter station in Saskatchewan in the spring of 1982. (As noted earlier, the Eastern Leg began to carry gas to mid-western U.S. markets on September 1, 1982.)

Following public hearings to consider the final design cost estimates prepared by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. for the southern segments of the system, the National Energy Board announced its Reasons for Decision in August, 1981. In its report, the Board approved final design cost estimates of approximately $164,031,000 for the Western Leg, thereby reducing the company's estimates by two per cent. For the Eastern Leg, the Board approved final design cost estimates of $621,254,000, which was approximately five per cent less than those costs requested by the company. The approved costs do not include charges for the actual funds used during construction and certain other costs associated with regulation by the appropriate authorities. (As described in more detail later in this report, the final design cost estimates were later revised to take into account actual construction costs for the Western Leg and a major design change on the Eastern Leg.)



Wrapping operations at the pipeline crossing of the South Saskatchewan River in eastern Alberta.

Subsequent to the Canadian government's decision in July, 1980, to approve the first-stage construction of the southern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline, Ian Waddell, New Democratic Party Member of Parliament for Vancouver-Kingsway, filed a suit in the B.C. Supreme Court. Mr. Waddell alleged that the Governor in Council had exceeded its authority in amending the terms and conditions of the *Northern Pipeline Act* so as to permit first-stage construction of the southern segments of the system in Canada. Following a hearing to consider preliminary matters in July, 1981, Mr. Justice Murray ruled both that the British Columbia Supreme Court had jurisdiction to hear the case and that the plaintiff had standing to bring the action. Appeals to the B.C. Court of Appeal challenging Mr. Justice Murray's decision, which were filed by the Governor in Council and the Foothills Group of Companies in the summer of 1981, remained to be heard at the end of the fiscal year.

Parliamentary Surveillance

In April, 1978, Parliament established the House of Commons Standing Committee on Northern Pipelines to oversee the implementation of the *Northern Pipeline Act* and the activities of the Northern Pipeline Agency during the course of the project. In June of the same year, the Senate took a similar step and created a Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline.

The House of Commons committee met several times throughout the year to hear testimony from senior Agency officials. In a special presentation to the committee in June, 1981, members of Parliament were briefed on the Agency's unique role of regulating and facilitating the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

Members of the Senate Committee travelled to points along the pipeline route in Yukon and Alaska in the spring of 1981 to acquaint themselves better with the potential impacts of the project. During their trip, the Senators met with Agency members, staff from the U.S. Office of the Federal Inspector, departmental secretaries and officials of the State of Alaska, as well as representatives from industry, special interest groups, and native organizations.

Operations of the Northern Pipeline Agency

Agency Activities

The year began at a high level of activity with leave-to-open granted by the National Energy Board to Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. and Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. for the completed first-stage sections of the Western Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline in southwestern Alberta and southeastern British Columbia.

In preparation for the start of construction of the Eastern Leg through southeastern Alberta and southwestern Saskatchewan, the Northern Pipeline Agency approved in May, 1981, the remaining plans required by Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. and Foothills (Alta.) under the Agency's environmental and socio-economic terms and conditions. Following a series of leave-to-proceed orders issued to Foothills (Alta.) and Foothills (Sask.) in late May by the Agency's Designated Officer, work commenced on three spreads, each monitored by an Agency surveillance team.

During the year, the Agency handled a total of 441 individual submissions by the Foothills Group of Companies relating to first-stage construction of the Western and Eastern Legs and the second stage of the project in northern Canada. These included 20 approvals under the environmental and socio-economic terms and conditions, 94 orders relating to the taking of additional right-of-way lands in Alberta and Saskatchewan, and 7 approvals of contracts, agreements and recommendations with respect to the purchase of various pipeline components.

Socio-Economic and Environmental Plan Review

Early in the fiscal year, the Agency approved schedules prepared by Foothills (South Yukon) and Foothills (North B.C.) for the submission and review of the socio-economic and environmental plans for construction of the pipeline in southern Yukon and northeastern British Columbia, respectively. The plans outline how each company intends to fulfil the terms and conditions set by the Agency for each section of the line. As of the end of the fiscal year, the terms and conditions for the Yukon segment still awaited approval by the Governor in Council pending consideration of their compatibility with the mobility provisions of the new Canadian Charter of Rights and Freedoms.

During the year, Agency staff reviewed a series of draft plans for the Yukon and northeastern B.C. sections in consultation with the territorial and provincial governments and regional advisory councils. These documents included the companies' plans for providing project information to affected communities and groups before and during construction, a transportation and logistics plan for moving material and manpower, and details on the size, scheduling and location of work camps. The first 4 of about 20 environmental protection plans required for the Yukon segment were also submitted to the Agency for review.

By the close of the fiscal year, 10 out of 12 socio-economic draft plans for Yukon were in an advanced stage of review, including the telecommunications and transportation and logistics plans, both of which also cover northeastern B.C. The Agency reviewed five draft plans for northeastern B.C.

Crew member at work during 1981 construction.

Prior to the March, 1982, start of the second season of Eastern Leg construction in Alberta, the Agency had approved the relevant route alignment sheets and an amendment to Foothills' environmental plans and procedures manual dealing with methods of topsoil salvage in Alberta. Alberta government officials, through th. Pipeline Co-ordinator's office in the Department of Federal and Intergovernmental Affairs (FIGA) and members of the province's Development and Reclamation Review Committee, participated in considering the material submitted by the company.

Environmental Assessment and Review Panel for Yukon

In a report released in August, 1981, the federal Environmental Assessment and Review Panel (EARP) studying the environmental implications of building the Alaska Highway Gas Pipeline through Yukon recommended the line be routed north and west of Whitehorse. Foothills (South Yukon) had previously proposed to bypass the city by following a route through the Ibex Valley south of Whitehorse, an issue examined by the EARP Panel at a two and a half day public hearing in Whitehorse in June, 1981.

In September, 1979, the EARP Panel had submitted an interim report to the Minister of Environment identifying areas which it considered to be deficient in the Environmental Impact Statement submitted earlier by the company. During the year under review, the Agency reviewed and forwarded to the Panel the outstanding submissions made by the company with respect to the additional information required. The additional material included information on geotechnical, hydrological, pipeline design and revegetation issues, matters relating to route alternatives, pipeline facilities, and construction scheduling with respect to fisheries and wildlife. By April, 1982, preparations were under way for a final technical hearing to be held by the EARP Panel in Whitehorse to consider the company's series of submissions and interventions filed by interested parties.

Compensation for Loss of Livelihood

One of the long-standing concerns of the Agency has been that of the establishment of a fair and effective system to provide compensation for loss of livelihood to native people and others whose traditional use of the land may be adversely affected by the impact of the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

The commitment to provide compensation to hunters and trappers for any losses incurred was one of the undertakings made by Foothills (Yukon) before the National Energy Board in 1977. During the fiscal year covered by this report, the Agency and the company took steps to develop a compensation policy that takes into account the concerns of the provincial and territorial governments involved and those of particular interest groups such as native communities and trappers' and hunters' associations.

During the course of the year, an Agency working group was formed to examine the various social, cultural, economic, and biological aspects of the question. Consisting of three senior Agency officials and consultant W. Winston Mair, who presided over the Agency's 1979 hearings in B.C. and who was acting in this case as an adviser to the Commissioner, the working group held several meetings early in 1982 with representatives of Foothills to discuss in broad terms the elements of a possible compensation policy. In April, the Agency held a series of meetings with the Alberta,

Crossing the South Saskatchewan River in eastern Alberta. As sideboom tractors lower the first section of pipe into the water, a bulldozer anchored on the opposite shore pulls the pipe with cables.

B.C. and Yukon governments and the various interest groups. All parties indicated that the first priority, as underlined by the Agency's environmental terms and conditions, should be the reduction or prevention of adverse environmental impacts.

During the course of these discussions, the Agency contracted with the Treaty 8 Tribal Association of B.C. to conduct community and band consultations in northern B.C. and to convey the views of the various native groups to the Agency on the subject of compensation for loss of livelihood, as well as route and facility locations.

Native Relations

Throughout the year, Agency staff maintained contact with representatives from the Indian Association of Alberta, the Union of B.C. Indian Chiefs (UBCIC), the Métis Association of B.C., the United Native Nations, and local Indian Friendship Centres. Consultations also took place with the two newly-formed native organizations in northeastern B.C.—the Kaska Dena Council, which represents 830 status and non-status Indians north and east of Fort Nelson, and the Treaty 8 Tribal Association, which speaks for about 1,000 status Indians from seven bands in and south of Fort Nelson.

The Kaska Dena was recently formed to press its case for land claims in the area of northeastern B.C. The proposed route of the Alaska Highway Gas Pipeline traverses a portion of the land to which the Kaska Dena filed a claim with the Department of Indian Affairs in February, 1982.

The Agency and Foothills (North B.C.) held meetings early in 1982 with each of these native groups to provide an update on plans for construction of the pipeline through northeastern B.C., including the proposed route and the location of access roads, compressor stations and construction camps.

In November, 1981, the UBCIC completed a five month contract for the Agency involving community-level consultations on the general route alignment of the pipeline in northeastern B.C. and the anticipated impact of the project on traditional areas used for trapping, hunting, fishing and cultural activities. Following completion of the preliminary work, it was decided by the parties involved that another contract, to carry out a further phase of consultation, would be entered into with the Treaty 8 Tribal Council. Negotiations were subsequently undertaken by the Agency in the spring. Towards the end of the fiscal year, similar contracts were also under negotiation between the Agency and the Kaska Dena Council and the Indian Association of Alberta.

In February, 1982, Foothills undertook a series of visits to several Yukon communities along the pipeline route. The purpose of these visits was to provide the public with an opportunity to respond to the company's draft socio-economic plans, including the transportation and logistics, information, consultation and liaison, and work-camp plans. In connection with this public review, company and Agency officials met with all Indian bands along the pipeline corridor in Yukon.

Members of the Agency's Whitehorse office established a process, in co-operation with the Department of Indian Affairs' Office of Native Claims, for resolving with affected Indian bands any conflict between land required for construction of the Alaska Highway pipeline and traditional land interests of Yukon Indian people.

With respect to employment resulting from first-stage construction of the southern segments of the project, native people represented about 7.4 per cent of the crew working on the Eastern Leg during 1981—similar to the participation level for Western Leg construction during the previous year.

Several contracts for pipeline-related activities in Alberta were awarded to native-owned companies,

including Longbranch Contractors Ltd. of Atikameg, Alberta, for clearing the initial 54 km (34 mi.) of the Eastern Leg right-of-way and Noceta Enterprises Ltd. of Grande Prairie, Alberta, which undertook the revegetation work along the sections of the pipeline near Olds and Brooks.

In May, 1981, the Agency issued a direction to Foothills (South B.C.) to halt operations on the Western Leg in southeastern B.C. until the issue of local native employment on the project was resolved with the Kootenay Indian Area Council. As a result of negotiations among Agency, Council and company representatives, native people participated in the clean-up phase. Kootenay Indian Enterprises Ltd. was also awarded a contract for the revegetation of the southeastern B.C. right-of-way. About 15 local Indians were involved in the work, which began on July 20 and was completed ahead of schedule in mid-September.

The Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Northern Pipeline Agency (left) and Harold S. Millican, Administrator and Chief Operating Officer (right), tour Eastern Leg Construction in Alberta.

Federal-Provincial-Territorial Co-ordination

Regular quarterly conferences by the Federal-Provincial-Territorial Consultative Council (FPTCC) continued during the year. Composed of senior officials from the Agency and the Governments of Yukon, British Columbia, Alberta and Saskatchewan, the FPTCC was established in 1978 under the *Northern Pipeline Act* to ensure the co-ordination of activities with respect to the Alaska Highway Gas Pipeline.

At the September 16, 1981, meeting of the FPTCC in Dawson City, Yukon, the Hon. Mitchell Sharp, Commissioner of the Agency, on behalf of the Government of Canada, signed a Memorandum of Agreement with the Government of Saskatchwan. Similar to that entered into the previous year with the Alberta goverment, the agreement provides for consultation and co-operation on all relevant matters related to the planning, construction and operation of the pipeline in Saskatchewan. These include the socio-economic and environmental plans, final routing, the granting of land rights on provincial Crown land, and surveillance of construction of the pipeline.

During the year, the Agency consulted with provincial and territorial government bodies, as well as with other federal departments, on such issues as manpower and training, compensation for loss of livelihood, and Foothills' draft environmental and socio-economic plans for second-stage construction of the pipeline.

Regional Advisory Councils

During its first year and a half of operation, the Northern British Columbia Advisory Council identified employment and training, local business opportunities, and transportation upgrading as the chief concerns northern B.C. residents have with respect to construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in the province. As provided for under the *Northern Pipeline Act*, the 10-member group was appointed by the Governor in Council in September, 1980, to advise the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency on all matters relating to the pipeline project.

Since its inception, the Council has submitted two briefs to the Minister. The first, dated May, 1981, contained recommendations for setting up a tax system to ensure that the people of northeastern B.C. do not bear the increased costs of social services and capital works resulting from pipeline construction. In the

second brief, submitted in February, 1982, the Council stressed its desire for Foothills (North B.C.) to provide local employment, training and small business opportunities for individuals and non-union firms.

Throughout the year, the Council met regularly with representatives from the Agency and Foothills (North B.C.) and consulted with people from labour unions, native groups, B.C. Rail, and local Chambers of Commerce. The Council also opened an office in Fort Nelson in February, 1982, to provide better contact with local citizens on pipeline-related issues.

In September, 1981, the Minister appointed Margaret Elizabeth Todrick of Fort St. John as a member of the Council to fill the vacancy created by the resignation of Patrick Walsh, who served as the first Chairman of the Council. He withdrew from membership to assume the position of Commissioner and Chief Executive Officer of Tumbler Ridge, B.C. The Council subsequently elected Don Edwards of Fort Nelson as the new Chairman. In March, 1982, Jack Hannam of Fort St. John became the new Vice-Chairman, replacing George Miller of Lower Post, who resigned because of the executive duties he had assumed with the Kaska Dena Council.

Among the highlights of the year was a joint meeting between the Northern British Columbia and the Yukon Advisory Councils on November 28, 1981, in Fort St. John. A member of the Board of Directors of the Impact Information Centre in Fairbanks, Alaska, spoke to the group on the purpose and function of the organization that was set up by the city during construction of the Alyeska oil pipeline to gather and disseminate information on the impacts created by the project. The Yukon Advisory Council pressed during the year for the establishment of a similar centre in Whitehorse to determine how the Alaska Highway Gas Pipeline would affect the average resident in Yukon.

Appointed by the Federal Cabinet in February, 1979, and chaired by Don Roberts of Whitehorse, the Yukon Advisory Council was consulted during the year by the Yukon Government on the preparation of a proposal for government-sponsored training programs in construction skills. The Council also focussed on project-related issues such as small business opportunities, compensation to trappers and hunters for loss of livelihood, the proposed route of the pipeline through the Ibex Pass area near Whitehorse and possible routing alternatives, and the distribution of Alaskan natural gas to Yukon communities along the route once the pipeline becomes operational.

In May, 1981, the Council Chairman met in Whitehorse with the Hon. H. A. (Bud) Olson, Minister responsible for the Northern Pipeline Agency. In June, members of the Council also had the opportunity to brief visiting members of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline on their role and activities.

Other Public Consultations

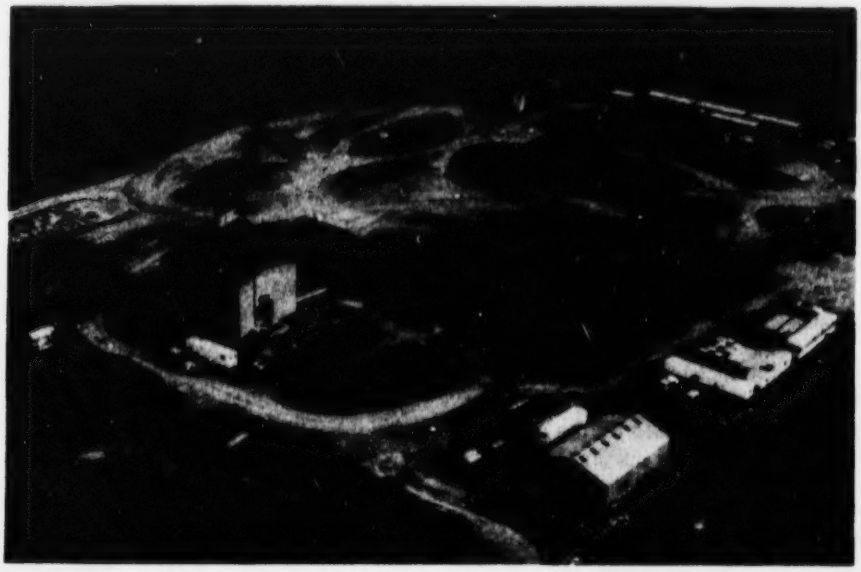
As construction wound down and revegetation of the right-of-way progressed along the Western Leg in southeastern B.C., the Agency's Vancouver staff maintained frequent contact with the Kootenay Indian Area Council and other local interest groups. Several meetings were also held during the year with landowners in the Yahk, B.C. area to discuss concerns related to construction activity on their property and the reclamation work that followed.

In addition, Agency staff monitored the progress of the Foothills' companies in Alberta and Saskatchewan in negotiating settlements with property owners for the acquisition of land along the route of the Eastern Leg. Agency representatives also visited each of the communities along the Eastern Leg to provide information relating to the Agency's role in the project and to ensure local interests were considered.

Staff from the Agency's Vancouver and Whitehorse offices continued to meet throughout the year with individuals and groups living near the pipeline's proposed route in northeastern B.C. and Yukon.

Mr. Sharp, Commissioner of the Agency, participated as a guest speaker on several occasions during the year, including an address in October, 1981, to a gathering of financiers in New York City hosted by the Canadian Consul General, Kenneth Taylor, and a speech in February, 1982, to the annual meeting of the Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors in Calgary.

To mark the start of construction of the U.S. Eastern Leg of the pipeline, Northern Border Pipeline Co. held a groundbreaking ceremony on May 5, 1981, in Aberdeen, South Dakota, attended by government and business leaders from both Canada and the U.S. On October 1, 1981, several Canadian industry and government representatives, including Senator Olson, the Minister responsible for the Agency, were in Los Angeles, California, for a ceremony held by Pacific Gas Transmission Co. to commemorate the first flow of gas through the Western Leg. At each of these events, Agency spokesmen took the opportunity to confer on an informal basis with their U.S. counterparts from the Office of the Federal Inspector (OFI). In addition, an official meeting with the OFI was held in Ottawa in February, 1982.



Aerial view of compressor station facilities under construction at Jenner, Alberta in November 1981.

Manpower Planning and Labour Affairs

In May, 1981, Senator Olson, the Minister responsible for the Agency, approved Section I of the Manpower Plan, which covered all pipeline construction activities south of 60° North. In March, 1982, Foothills (Yukon) filed a draft version of Section II of this plan, which deals with construction of the Yukon section of the pipeline and the operations phase of the entire project. Following initial study of this submission by Agency staff, a joint review by representatives of the Yukon Government, the Yukon Advisory Council, and Employment and Immigration Canada, was scheduled to be undertaken in the 1982-83 fiscal year.

The draft includes the Opportunity Measures Plan, which outlines the steps to be taken by the company to provide for the training and employment of native people and women. The company's previously approved Opportunity Measures Plans were successfully implemented during Phase I construction, with employment of native people during Western Leg activity averaging approximately 7.5 per cent and employment of women approximately 2.9 per cent.

During 1981 Eastern Leg construction, 7.2 per cent of the total number of person-days of employment in Alberta was worked by natives and 4.7 per cent by women. In Saskatchewan, native employment comprised 7.3 per cent of the total workdays, while female employment made up 5.6 per cent of the total.

Pipe is installed under a railroad near Piapot, Saskatchewan using a "slip bore". Powered by the machine in the foreground, an auger inside a length of pipe bores a tunnel under the railroad. The pipe is then pulled or "slipped" out and the "carrier" or permanent piece of pipe is inserted.

In May, 1981, Foothills (South Yukon) began a series of community visits in Yukon to gather information which could be developed into an interest and skills inventory for northern residents who might be expected to seek construction work on the pipeline project. The Agency monitored the company's methods of gathering and compiling the information received during the course of the community tours. By the end of the fiscal year, approximately 470 residents of Yukon and the Mackenzie District of the Northwest Territories had replied to the interest and skills inventory, which provides information on those people seeking pipeline jobs, the type of work they are interested in, the skills they possess, and the training they would require to qualify for employment of various kinds. A similar employment-related survey, sponsored by three federal departments, was conducted among native people in northeastern B.C. during the fall of 1981.

The Agency also monitored Foothills' Operations and Maintenance Training/Employment program for northerners. The company began recruiting in April, 1981, and, out of 250 applications, hired 21 people for on-the-job technical training beginning in October, 1981, in Alberta with Nova, An Alberta Corporation, and in British Columbia with Westcoast Transmission Company Ltd. The ultimate goal of the program is to make it possible for residents from Yukon and the Mackenzie Valley district to fill between 125 and 150 permanent operational and maintenance jobs in Yukon once the system is completed.

Other Agency responsibilities included the monitoring of labour market conditions and collective agreements.

Industrial Benefits

During the year, Foothills' procurement of goods and services for the project continued to provide substantial industrial benefits as a result of a high level of Canadian input. In its report to the Agency on industrial benefits for the period ending December 31, 1981, Foothills indicated that the overall level of Canadian content was 91 per cent for the Western Leg and 87 per cent for the Eastern Leg. The estimated person-years of direct and indirect Canadian employment were 2,255 and 6,050 for the Western and Eastern Legs, respectively.

Canadian-based manufacturing facilities continued to benefit from the major materials procurement activities with respect to such designated items as line pipe, turbo-compressors and large-diameter valves and pipe fittings. The line pipe for 1981 was again supplied by Stelco Inc. and Interprovincial Steel and Pipe Corporation Ltd. under the terms of the original contract, while Rockwell International of Canada Ltd. of Barrie, Ontario, and Borsig Hartmann Valve Ltd. of Calgary, Alberta, supplied a substantial portion of the large-diameter valve requirements for 1981. Fittings were again supplied, for the most part, by EPG Taylor Forge Division of Hamilton, Ontario, and ITT Grinnell of Princeton, Kentucky.

Bids were issued and orders placed for two major items of compression equipment during the year. The first of these involved the replacement of one of the two gas-driven turbine units originally proposed to be installed at the compressor station at Jenner, Alberta, by an electrically-driven unit of equivalent capacity.

This unit, the contract for which was awarded to Siemens Electric Ltd. of West Germany, is believed to be the most powerful electric motor ever installed to operate a gas pipeline compressor. The installation of the unit will allow Foothills to gain valuable experience in connection with its longer-term commitment to consider electrically-driven compressors as an alternative to gas turbines in southern Yukon.

The second unit, which was ordered from Cooper Rolls Corp. of Mississauga, Ontario, resulted from various design modifications to the pipeline system to accommodate the short-term export of Alberta gas and will be installed at Richmound, Saskatchewan. The compressor station will ultimately be needed to accommodate the flow of Alaskan gas. The total value of the contracts approved by the Agency was approximately $15 million.

As part of its preparation for the procurement of materials for Stage Two construction and, in particular, to increase the security of supplies, Foothills continued discussions with various pipe manufacturers with the intent of entering into a standby pipe supply contract. These discussions resulted in a request to the Agency from Foothills for approval to enter into a contract with Mannesman Handel A.G. of West Germany for pipe on a standby basis only in the event that the Canadian suppliers were unable to meet their contract commitments. This contract was approved by the Designated Officer in January, 1982.

Foothills continued during the year to increase the potential for Canadian industrial benefit in the development of management expertise and pipeline-oriented research. The latter area was particularly highlighted by the operation of the Northern Alberta Burst Test Facility and the Quill Creek test facility, together with the development of self-steering pipe transportation equipment.

Self-Steering rear assembly of a four-axle tractor-trailer loaded with 23-m (76-ft.) lengths of pipe for test runs along the Alaska Highway.

The Agency has continued to develop its relationship with the Office of the Federal Inspector in connection with those matters related to procurement under the terms of the Canada-U.S. Pipeline Agreement and the reciprocal agreement relating to designated items. This relationship has allowed for timely notification of procurement activities on both sides of the border.

Transportation and Logistics

While Transportation and Logistics field activities for Stage-One construction of the Alaska Highway Pipeline continued, the pace of planning related to Stage Two accelerated.

The delivery of materials required for 1981 construction, including line pipe, fittings and valves, began early in the construction season and was completed by early September.

During the winter of 1981-82, 192 km (120 mi.) of 1 067-mm (42-in.) diameter pipe, required for 1982 construction of the remaining portion of the Eastern Leg in Alberta, were shipped by rail to nine off-loading points near the pipeline route and trucked to stockpile sites along the actual right-of-way. Little use of public highways was required. The Agency's field surveillance staff followed the movement of pipe from railhead to stockpile and reported no significantly adverse impacts on the area's road system or its users.

Since Stage-Two construction in northern Alberta, B.C. and Yukon will go through areas of rugged terrain and limited transportation facilities, planning the safe and efficient movement of materials and manpower is a more complex exercise. The Agency's socio-economic terms and conditions for northeastern B.C. and Yukon require Foothills to minimize disruption of existing transportation services and that any additional transportation infrastructure built at company cost be of long-term benefit to the affected communities. By the end of the year, the company was preparing its final transportation and logistics plan following extensive review of earlier drafts by the Agency, the Alberta, B.C. and Yukon governments, and regional advisory councils. The plan identifies the routes, as well as the types and number of vehicles the company intends to use, with the aim of demonstrating the ability of the system to handle the total volume of project-related traffic.

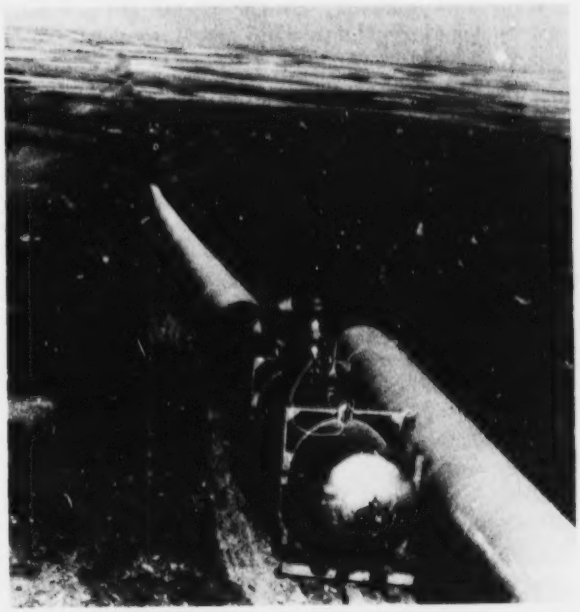
The Agency continued to monitor various experiments Foothills conducted using specialized vehicles and methods of transporting large-diameter pipe. In February and March, 1982, the company ran test hauls of three joints of 24-m (80-ft.) pipe along the Alaska Highway in Yukon and northern B.C. as far south as Fort Nelson, using a specially designed tractor-trailer. The four-axle trailer unit has a rear-wheel assembly which is capable of automatically tracking the path of the front assembly. A similar experiment had been conducted the previous winter with a lighter weight, three-axle trailer. B.C. and Yukon Highway authorities have indicated they would permit use of the new four-axle version subject to certain conditions, in particular, that Foothills' pipe transportation contractors provide a training program to familiarize drivers with both the vehicle and the Alaska Highway.

The Agency also reviewed the transportation and logistics aspects of certain Foothills' reports that had been requested by the EARP Panel, which dealt with such construction-related issues as the movement of hazardous materials, the impact of campgrounds and recreation areas on the existing road system, and the construction of access roads.

As in past years, Agency staff consulted with federal, provincial and territorial officials and with operating companies on the capabilities of all elements of the existing transportation system to handle pipeline transportation requirements. An Agency representative attended detailed briefings held by Foothills in January, 1982, in Calgary for the trucking industry and in Vancouver for the marine industry.

Project Scheduling and Cost-Control Procedures

With the start of construction of the Eastern Leg in June, 1981, Foothills implemented a revised procedure



A completed pipeline section is ready for hydrostatic testing near Piapot, Saskatchewan. Heavy-walled test heads welded onto the pipe end are designed for safety as the water inside the pipe is pumped to test pressure—a minimum of 10 863 KPa (1,575 psi).

for reporting project costs to the Northern Pipeline Agency on a regular basis. The new system provided for more detailed and up-to-date cost information to be included in the company's monthly progress reports.

Agency staff met during the year with Foothills' representatives to develop a consistent format for the submission of plans and scheduling information required by regulation from the three segment companies—Foothills (South Yukon), Foothills (North B.C.) and Foothills (Alta.)—which will be constructing the northern portion of the pipeline in Canada. When completed, the regulatory schedule will include detailed lists of plans and documents requiring Agency approval prior to the start of construction and will establish the actual timing of submissions by Foothills and approvals by the Agency. (As a result of the delay in the completion date of Stage Two, announced in April, 1982, the company decided to postpone further work on the regulatory schedule.)

Incentive Rate of Return and Final Design Cost Estimates

Throughout the year, Agency staff members continued to work closely with the National Energy Board in analysing Foothills' final design cost estimates. As approved by the Board, these estimates provide the basis for determining the incentive Rate of Return (IROR) on equity Foothills is allowed to earn under a previously established formula that takes into account the company's actual construction costs.

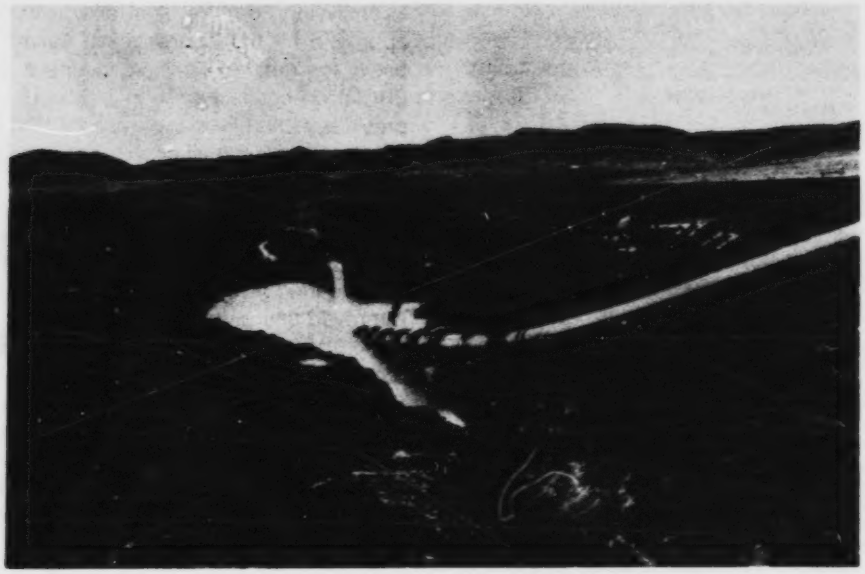
In August, 1981, the Board released its decision with respect to the final design cost estimates submitted by Foothills for the Stage I facilities of the pipeline. Based on a hearing held during the spring of 1981, the Board approved final design cost estimates of approximately $164,031,000 for the Western Leg, thereby reducing the company's estimates by two per cent. For the Eastern Leg, the Board approved final design cost estimates of $621,254,000, which represented approximately five per cent less than those costs submitted by Foothills. At the time of the hearing, construction on the Western Leg was almost completed and work on the Eastern Leg was about to begin.

Prior to the decision on Foothills' final design costs estimates for the southern segments, the Board had published a formula for calculating the rate of return allowed to the company under the Incentive Rate of Return program. As an inducement to keep expenditures to a minimum—consistent with sound design, engineering and operating practices—the IROR scheme provides the owner companies of the Alaska Highway Gas Pipeline with a higher rate of return on their equity investment in the project if actual costs are lower than the estimated costs approved by the Board and a reduced rate of return if costs exceed those estimates. Under the formula, Foothills was allowed a rate of return of 17.9 per cent on the Eastern and Western Legs if actual costs were the same as the approved final design cost estimates.

Since the company's actual costs for the Western Leg in Alberta came in at 8.5 per cent below estimated costs, and in southeastern B.C. at 1.5 per cent over estimated costs, rates of return on those two segments were calculated at 18.52 per cent and 17.66 per cent, respectively.

Pipeline Crossings

During the year, the Agency reviewed and approved the Plans, Profiles and Books of Reference required for 1981 construction on the Eastern Leg in Alberta and Saskatchewan, as well as the majority of those required for the 1982 construction phase on the Eastern Leg in Alberta.



Sideboom tractors lower the pipe into the bed of the Frenchman River in southwestern Saskatchewan.

The Agency also reviewed and approved both the crossing of highways and utilities by the Eastern Leg of the pipeline in Alberta and applications by other companies to cross the pipeline facilities.

In keeping with the "single-window" concept that led to its creation, the Agency also co-ordinated the granting of a number of approvals by other federal authorities involving pipeline crossings during the 1981 construction season. Thirteen orders approving the crossings of navigable waters in Alberta and Saskatchewan were authorized by the Ministry of Transport. The Railway Transport Committee of the Canadian Transport Commission approved three orders granting leave for the crossings of nine railways in Alberta, Saskatchewan and southeastern B.C.

In addition, the International Boundary Commission gave approval for the pipeline crossing of the Canada-United States boundary near Monchy, Saskatchewan, under the *International Boundary Commission Act.*

Landowner Concerns

During the fiscal year, Agency staff continued to monitor the efforts of the various Foothills companies to negotiate damage settlements and to deal with landowner concerns on the completed sections of the pipeline in Alberta, Saskatchewan and southeastern British Columbia.

Bill C-60, An Act to Amend the National Energy Board Act

Agency staff devoted a significant amount of time in early 1982 to analysing *Bill C-60, An Act to Amend the National Energy Board Act,* and the regulations required to implement it.

The legislation, which was passed by the Parliament of Canada on December 18, 1981, but not yet brought into force by proclamation by the end of the fiscal year, deals largely with the acquisition of land for pipeline projects.

The Act is aimed at strengthening the rights of private property owners affected by such projects through major changes in the procedures pipeline companies will be required to follow in the selection of routes and acquisition of land, as well as in the procedures to be followed by regulatory authorities in considering the approval of the Plans, Profiles and Books of Reference submitted by proponents.

Land Acquisition in Alberta for the Eastern Leg and 56-Inch Pilot Spread

In April, 1981, Foothills (Alta.) began the route selection process for a proposed 59-km (37-mi.)

stretch of the Alaska Highway gas pipeline extending northward from James River Junction in west central Alberta.

Construction of this initial section of the northern segment, known as the 56-Inch Pilot Spread, was intended to test heavy equipment and techniques to be used for installing 1 422-mm (56-in.) diameter pipe, which will comprise approximately 1 792 km (1,053 mi.) of the 2 167-km (1,286-mi.) system through Yukon, British Columbia and Alberta.

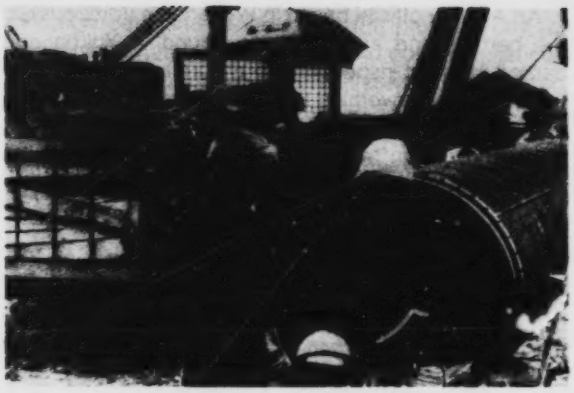
After receiving copies of the Landowner's Information Booklet, which was distributed for the purpose of informing all of those affected by the pilot spread about the pipeline project and indicating the proposed location of the right-of-way on each property, four property owners filed objections to the route proposed by the company with the Agency. Foothills resolved three of these objections by making minor route adjustments to accommodate the landowners, while the fourth was settled after the Agency undertook consultations with the company and the landowner. Since the route objections were resolved by negotiation and consultation, a hearing under the auspices of the Agency's Designated Officer was not required.

As provided for under the *National Energy Board Act*, Foothills applied to the Designated Officer during the year for leave to take additional lands for the right-of-way of the pipeline in Alberta, which was required both for the Eastern Leg and for the 56-Inch Pilot Spread. The lands requested were in addition to the 18.3-m (60-ft.) wide right-of-way the legislation permits a pipeline company to expropriate in the event that it is unable to reach an agreement with a landowner for acquisition of the property required.

As a result of applications by Foothills for additional right-of-way to provide permanent and temporary working space for the 1982 construction sections of the Eastern Leg in Alberta, two hearings were held by the Designated Officer. The first, involving a total of 66 landowners, was held in July, 1981, in Strathmore, Alberta, and the second, involving one landowner, was held at the Agency's Calgary office in August and November, 1981.

In November, 1981, the Agency held another hearing at Rocky Mountain House, Alberta, to consider Foothills' applications for extra lands for the 56-Inch Pilot Spread. Of the 33 landowners or occupants whose interests were affected, 14 appeared at the hearing.

Finding the company's reasons for requiring additional lands valid in each instance, the Designated Officer approved Foothills' applications.



Pipeline crew members discuss construction procedures during 1981 season.

In February, 1982, two owners of property located on the route of the proposed 56-Inch Pilot Spread filed a notice of application for appeal in the Federal Court of Canada against the order of the Designated Officer relating to the taking of additional land by the company. The matter had not been resolved by year's end.

(Construction of the 56-Inch Pilot Spread, which had been scheduled to be carried out in 1983, was subsequently deferred because of the further two-year delay in the planned construction of the second stage of the pipeline.)

Exercise of Other Federal Regulatory Powers

Under the authority of the *Northern Inland Waters Act* and the *Territorial Lands Act*, which for purposes of the pipeline was transferred to the Minister responsible for the NPA as provided for the *Northern Pipeline Act*, the Agency issued a number of permits and authorizations during 1981-82.

In Yukon, four land-use permits and one quarry permit were issued to Foothills with respect to geotechnical investigations, a meteorological observations site, centre-line surveys, and the Quill Creek facility for testing pipeline design and construction methods in discontinuous permafrost. Amendments to six permits were also authorized.

In addition, the Agency issued three water-use authorizations in Yukon related to hydro-static testing and camp operation at the Quill Creek test facility and for geotechnical drilling investigations along the proposed route of the pipeline across Kluane Lake.

An Agency official based in Whitehorse administered the permits and authorizations issued in Yukon and carried out field inspections to ensure compliance with the provisions governing these activities. The investigations and surveys are necessary to determine the final route and design of the pipeline in Yukon and for the preparation of the Plans, Profiles and Books of Reference.

During the year, discussions were held with the Yukon Government and the federal Department of Indian Affairs and Northern Development to determine the terms to be established with respect to a grant of easement to Foothills (South Yukon) for a right-of-way across Crown land for pipeline purposes. Procedures for outlining and reviewing Foothills' requirements for facilities off the right-of-way were also established.

Field Surveillance

Preparations for the surveillance by the Agency of 1981 construction activities on the Eastern Leg of the pipeline project in Alberta and Saskatchewan commenced in April with a two-week orientation program for surveillance personnel. Additional staff was recruited to allow for three surveillance teams in the field, each headed by a senior surveillance officer. These officers, in turn, were responsible to a group made up of the Regional Manager of Surveillance, the Manager of Engineering Surveillance and the Manager for Environmental Surveillance, all of whom were located in Calgary.

The three teams were in the field by May 10, 1981, working from initial headquarters at Olds and Medicine Hat, Alberta, and Maple Creek, Saskatchewan. A four-member team, based first in Olds and later in Brooks, was responsible for surveillance of mainline construction in Alberta by the contractor, Marine Pipeline Construction of Canada Ltd.

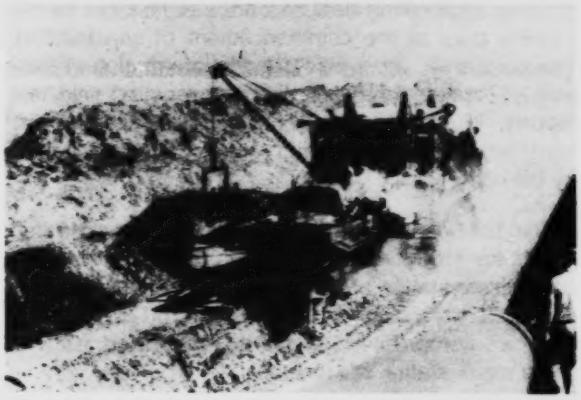
A team of three surveillance officers based in Medicine Hat carried out surveillance of construction activities associated with the crossing of the South Saskatchewan River by O.J. Pipelines Ltd. and later oversaw construction of the compressor station at Jenner, Alberta, by Brown and Root Ltd. In Saskatchewan, a five-member team, quartered initially in Maple Creek, was responsible for surveillance of mainline construction by Majestic Wiley Contractors Ltd. This team later moved to Shaunavon, Saskatchewan, as construction progressed southeastward. The Medicine Hat team conducted surveillance of preliminary work on the compressor stations at Piapot and Monchy, Saskatchewan, and the meter facilities at Monchy, which was begun in late August, 1981, by Interpro Contractors Ltd. The remaining responsibilities associated with right-of-way reclamation on the Western Leg and construction of the meter station at Kingsgate, B.C., were covered by surveillance personnel as required.

In view of the Alberta government's interest in the project and its responsibilities for certain environmental matters, the Administrative Agreement that was signed in August, 1980, between the Agency and the provincial government was revised to enable provincial specialists to work with the Agency surveillance teams on a part-time basis. In Saskatchewan, provincial authorities were kept fully informed of activities and environmental matters and Agency staff held meetings periodically with officials in the field to ensure that provincial concerns were being met.

The Agency's senior surveillance officers maintained direct contact with Foothills' senior field representatives and personally discussed with them any initial concerns they had respecting the company's compliance wi the Agency's terms and conditions. Particular issues were further identified by written field memoranda and a Report of Non-Compliance issued in cases where the company failed to respond to concerns expressed by the senior surveillance officers. On balance, the number of concerns raised by the Agency's surveillance teams was relatively few, in part at least because of the comparatively straightforward nature of construction through predominantly prairie grassland and cultivated fields.

During the 1981 construction period, three Reports of Non-Compliance were issued, each dealing with environmental matters. The first report related to the maintenance of a buffer zone of Vegetation between the right-of-way and any stream course, as well as the use of hand-clearing methods on slopes adjacent to a water body. The second report concerned construction activity in the Red Deer River outside the prescribed "fish window", the time period within which fish are least sensitive to the effects of silt. Both of these matters were resolved satisfactorily. The third report related to the interruption of water flow in Bone Creek, Saskatchewan, which resulted in the killing of some fish.

Concerns identified in written field memoranda dealt with improper protection of archaeological sites, spillage of machinery oil and other fluids on the right-of-way, and excessive lengths of open ditch and stream siltation, which caused unnecessary disturbance to fish and wildlife. In all cases, these problems were resolved promptly and satisfactorily.



Ditching in the Great Sandhills of Saskatchewan. This ditcher is capable of digging a trench three-m (10-ft.) deep and two-m (6.5-ft.) wide to allow for a minimum of 0.8-m (three-ft.) of cover over the pipe.

During the 1981 construction season, a total of 439 km (266 mi.) of Eastern Leg pipeline was built by the three contractors—171 km (106 mi.) in four construction sections in Alberta and 258 km (160 mi.) in Saskatchewan. The only major delay occurred when 10 construction days were lost between July 25 and August 6, 1981, due to a strike by welders.

The 1981 construction activities concluded in November and field surveillance offices at Brooks and Shaunavon were closed. The Medicine Hat office remained open as a base for the surveillance of compressor station construction, which continued through the winter except for a break between mid-December and mid-January.

With the March, 1982, start of construction of the remaining 207 km (129 mi.) of the Eastern Leg in Alberta, only two surveillance teams were placed in the field due to the reduction in activity from the level of the previous year. One team, consisting of a senior surveillance officer and one surveillance officer, stayed in Medicine Hat to oversee compressor station construction activities. The second team of four, including three surveillance officers and a senior surveillance officer, initially worked out of Brooks and later moved to Beiseker, Alberta.

Communication between the field surveillance offices and the Calgary office of the Agency was maintained at all times when the field teams were operational, using telephones, mobile radio-telephones and facsimile-transmission machines. In 1981, the system of daily reporting was revised, improving the degree of detail provided to specific divisions within the Agency and lessening the time required for dissemination. Each morning senior surveillance officers submitted, by facsimile transmission, a field report containing construction data and progress for the previous day, as well as information on concerns and non-compliances. These daily field reports were analysed and converted, using a microcomputer, into a Daily Surveillance Report, which was distributed to Agency officials, the Commissioner's office in Ottawa, the National Energy Board, and the provincial departments concerned. This daily report was designed to provide a complete record of construction activity and progress over the life of the project.

Special Environmental Protection Measures

In addition to normal surveillance of construction operations outlined above, a number of special measures was instituted by the Agency to minimize the impact of construction on fisheries and wildlife and procedures for land reclamation and revegetation.

The Agency imposed restrictions on construction activity until July 15 in the vicinity of nesting ferruginous hawks, Swainson's hawks and prairie falcons along the Eastern Leg to reduce the risk of disturbing these birds of prey during the nesting and fledging periods. Agency and Foothills staff who maintained surveillance of the occupied nests reported no abandonments.

Scheduling also proved to be the most effective means of mitigating disruptive impacts on mammals. Construction did not occur during winter, the season when ungulates such as deer and antelope are most sensitive to disturbance. Agency surveillance officers monitored animal crossings of the right-of-way and nearby activity and detected no adverse effects.

Equally important as measures taken to ensure environmental protection during pipeline construction were the land reclamation and revegetation procedures which followed. The Agency required Foothills to restore land disturbed by construction or operational activities to its former level of productivity, with control and mitigation of erosion as the main objectives.

In accordance with a plan approved by the Agency, Foothills successfully reseeded the right-of-way of the southern B.C. portion of the Western Leg of the pipeline in the summer of 1981.

In the dry sandy areas of eastern Alberta and southwestern Saskatchewan along the Eastern Leg, special revegetation methods were required. These included shrub planting, straw crimping on steep coulees and river banks, and use of a Hodder Gouger machine to plant seeds. Used for the first time in Canada along 26

Automatic welders move down the 45-m (140 ft.) deep west bank of Irishman's Coulee in eastern Alberta.

km (16 mi.) of the right-of-way, this machine digs small hollows in the soil that afford favourable growing environments for plants and assist in the retention of moisture.

During the winter, the Agency's environmental staff developed a plan for monitoring completed portions of the pipeline right-of-way to ensure continued compliance with the environmental terms and conditions, including the maintenance of erosion control, revegetation, slope stability, water quality and fisheries and wildlife protection.

Engineering Activities

The National Energy Board granted Foothills (Alta.) and Foothills (South B.C.) leave-to-open the Western Leg of the pipeline in the early spring of 1981 and by May the Agency's Designated Officer had issued all engineering approvals for construction of the meter station at Kingsgate, B.C. With leave-to-open for this latter facility given in October, 1981, the Phase I Western Leg construction program was completed.

By mid-July, 1981, the Designated Officer had granted all engineering approvals for the first construction season of the Eastern Leg in Alberta and Saskatchewan, as required under the Technical Orders. Issued in January, 1979, these orders stipulate that each of the segment companies of Foothills must obtain approval from the Designated Officer for the detailed engineering designs and specifications of the pipeline prior to the commencement of construction. The companies must also provide information in support of their designs, including any required field test reports. In addition, the Technical Orders define the construction and inspection procedures to be followed by the companies.

The 1981 construction program in Alberta consisted of 171 km (106 mi.) of pipeline in four sections, plus a compressor station at Jenner. The Saskatchewan portion of the work consisted of 258 km (160 mi.) of pipeline, plus compressor stations at Piapot and Monchy and a meter station at Monchy.

Approximately 380 drawings, as well as numerous reports detailing specific design criteria for 1981 construction, were reviewed by the Agency's engineering staff prior to approval. All hydrostatic testing of the pipeline was witnessed by staff members to ensure compliance with National Energy Board regulations, accepted practice and approved procedure.

In March, 1982, the National Energy Board granted leave-to-open to Foothills (Alta.) and Foothills (Sask.) for that portion of the Eastern Leg installed in 1981.

For the 1982 Eastern Leg construction program, Agency staff reviewed drawings and reports of specific design criteria. The Alberta portion of the work consisted of 207 km (126 mi.) of pipeline in four sections, a second, electrically-driven compressor unit at Jenner, and the carry-over of mainline valve assembly installations from the 1981 program. By March, 1982, Foothills (Alta.) had received all of the engineering approvals required from the Designated Officer to begin construction. Work in Saskatchewan consisted of valve assembly installations, plus completion of the compressor stations at Piapot and Monchy, the meter station at Monchy, and an additional compressor station at Richmound. Leave-to-proceed with construction of the Richmound station was given to Foothills (Sask.) early in 1982.

Agency engineering staff also reviewed several general engineering design principles and activities during the year, including:

- approval of specifications for Stage II line pipe, valves and fittings;
- approval of the stress criteria and its reconciliation with the pipeline design for the Eastern Leg in Alberta and Saskatchewan;
- modifications to the system flow studies to allow for the change in the last point of cold flow in Yukon and the design change to utilize the Stage I of the Eastern Leg to transport additional volumes

of natural gas for TransCanada Pipelines through Alberta;

- construction specifications for Stage II compressor stations to be utilized by Foothills (Yukon) in Alberta and Saskatchewan;
- river crossing design criteria for selected streams and rivers in southern Yukon;
- a series of reports detailing the liquefaction potential along selected portions of the pipeline route in Yukon; and
- an update of the frost-heave program description.

Quill Creek Test Program

Agency staff continued to monitor activity at the Quill Creek test facility, which is located 300 km (186 mi.) northwest of Whiterhorse, following the start-up of operations by Foothills (South Yukon) in April, 1981. The test program for pipeline design and construction in discontinuous permafrost will help determine the most effective and economic means of dealing with the problem of thaw settlement. This occurs when a buried pipeline carrying gas above the freezing point—that is, in the so-called "warm-flow" mode—causes the surrounding ice-rich permafrost soils to thaw, resulting in greatly reduced pipe restraint due to soil erosion. Changes in temperature or pressure can subsequently lead to excessive shifting of the pipe, sometimes to the point where it could rupture.

Conversely, a chilled pipeline operating below 0°C (32°F) in areas of unfrozen ground creates the potential for frost-heave or upward displacement of the pipe as moisture freezes in frost-susceptible soils. During 1981-82, the pipeline sponsor in Alaska, Northwest Alaskan Pipeline Company, continued to conduct tests on this frost-heave problem.

During construction of the Quill Creek test site in early 1981, pipe was buried in conventional underground ditches and also installed in above-ground embankments. Warm air is being circulated throughout the pipe to simulate the movement of natural gas. The soil surrounding the pipe is instrumented with thermistors, which register the effects of heat transfer from the pipe and seasonal changes in ground temperature. Foothills will compare recorded temperatures with those predicted in simulation models to determine to what extent ice-rich soils may be adversely affected by various pipeline designs and modes of installation.

Experiments were also conducted at Quill Creek in erosion control techniques, ditch preparation, the

Experimental pipe installation in aboveground concrete restrained mode at Quill Creek test facility in Yukon. The pipe is placed on an insulated workpad and covered by precast concrete for protection and to provide restraint of the pipe against vertical and horizontal movements due to temperature and pressure changes.

effects of drilling and blasting, and the use of ice chips for building a protective road-bed over permafrost. In addition, tests have continued to investigate the possible effects that telluric activity may have on the pipe, pipe coating and cathodic protection systems. Telluric activity refers to stray electrical currents that are caused by variations in the earth's magnetic field.

In September, 1981, Foothills began to submit reports to the Agency detailing the data collected and observations made at the facility during its operation.

In mid-September, 1981, construction activity at Quill Creek resumed for a month when Foothills conducted a program to evaluate procedures for building access roads and work pads in permafrost areas during the period when the layer of ground above the permafrost has thawed to a seasonal maximum depth. Results of the program will be used to determine the feasibility of summer construction of access roads and work pads in terrain subject to seasonal freezing and thawing where pipe installation in above-ground embankments is planned.

In December, 1981, Foothills (Yukon) announced a decision to change the last point of cold flow from a compressor station south of Beaver Creek, Yukon, to a point 149 km (93 mi.) southeast, on the west side of Kluane Lake. Results of the geotechnical drilling program, terrain mapping and analyses led the company to conclude that its initial assessment of the amount of permafrost along this segment of the pipeline route was underestimated. As a result of this work, Foothills considered that continuation of the flow of chilled gas to the Kluane Lake compressor station would not only minimize associated thaw-settlement problems, but

Geotechnical crew sets up drill to take core sample along the Alaska Highway near Marsh Lake in Yukon.

also be more cost effective. This would require the installation of gas refrigeration at the compressor station south of Beaver Creek to maintain the temperature of the gas arriving from Alaska between 0° and -5°C.

Geotechnical Drilling Program

As in past years, Agency engineering and environmental staff oversaw the geotechnical investigations carried out by Foothills to study soil conditions along the proposed pipeline route in Yukon and at prospective sites for compressor stations and other facilities.

In addition to drilling boreholes to confirm locations and determine the extent of permafrost and to test the stability of the approach slopes to water crossings, the company conducted a drilling program to check the availability of sand and gravel at selected sites along the pipeline route in southern Yukon.

As well as the field and laboratory testing of soil properties and terrain typing, Foothills installed instruments to monitor ground temperature, frost heave, thaw settlement and ground water conditions at many locations along the proposed route and at the sites of related facilities such as compressor stations and construction camps.

Towards the end of the fiscal year, Foothills undertook an investigation of the terrain under Kluane Lake—the largest proposed lake crossing by the pipeline, a distance of six km (four mi.). The purpose of the investigation was to study the stability and potential for liquefaction which occurs when the side slopes and lake bottom give way or slump under seismic conditions.

Pipe Fracture Control

In August, 1981, the Agency received the final report on the results of a series of seven burst tests conducted by Foothills (Yukon) between December, 1979, and April, 1981, at the company's facility near Rainbow Lake in northwestern Alberta. The report was filed with the Agency in compliance with the Technical Orders and as support for the company's fracture control methodology. The burst-test program was aimed at determining the fracture arrest capabilities of large-diameter pipe under operating conditions similar to those planned for the mainline sections of the pipeline.

The burst-test report confirmed Foothills' contention that pipe produced in accordance with proposed specifications has sufficient toughness to restrict the length of a fracture to within acceptable limits. This conclusion, coupled with the specification of a high minimum toughness value to reduce the probability of fracture initiation, formed the basis of the company's proposed fracture-control methodology. The burst-test report and fracture-control document were reviewed

by the Agency and National Energy Board during the last quarter of 1981 and, after some modifications related to the implementation and monitoring aspects of distribution of line pipe, were approved by the Designated Officer in January, 1982.

With the fracture control design approval in place, the way was cleared for the consideration of the line pipe and fitting specifications for Stage II construction. These were approved by the Designated Officer in February and March, 1982.

Finance, Personnel and Official Languages

Finance and Personnel

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1982, is reproduced as Appendix B to this report.

Estimates for 1981-82 provided $9.1 million for the operation of the Agency. Actual expenditure was $7.1 million, $2 million less than the amount approved by Parliament. The number of person-years authorized for 1981-82 amounted to 132, of which only 105 were used. The shortfall in expenditure and manpower utilization reflected the continued delay in plans for the construction of the northern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 46.1(2) of the *National Energy Board Act.* During the year, recoveries totalling $7.2 million were made, representing the unrecovered balance from the previous year and part of 1981-82 expenditure. Recoveries were credited to the Consolidated Revenue Fund.

Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act,* the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied, and the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act.*

Enquiries of the Agency are answered in the language chosen by the enquirer and public documents are available in both official languages. Employees in Ottawa, 38 per cent of whom have French as their first official languages, may work and receive service in the language of their choice. Within the merit principle, every reasonable effort is made to balance the participation of both official languages communities, including the advertisement of competitions through media serving the official languages minorities. The working language of the Calgary office is English, but it is the policy of the Agency to ensure that a minimum of two employees, one officer and one member of support staff, are qualified and available to provide service to the public in the French language.

These policies are contained in the Agency's Official Languages Plan and are being monitored each year.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be directed by telephone at (613)593-7466 or by writing to the Head, Administrative Services, at the head office, the address of which is shown in Appendix D on page 34.

The Role of the Northern Pipeline Agency

The Northern Pipeline Agency was established with the proclamation of the *Northern Pipeline Act* on April 13, 1978, for the purpose of overseeing the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline to provide access to the substantial Arctic natural gas reserves of both Canada and the United States.

In addition to creating the Agency, the Act provides the legislative authority required to implement the bilateral agreement of September 20, 1977, between the two nations, which governs the joint undertaking of the 9 000-km (5,500-mi.) system. A brief description of this system can be found in Appendix C.

The Agency was created as the principal instrument for carrying out the objects of the legislation approved by Parliament. The Agency's mandate is twofold. It is required to regulate the project and to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the system in Canada by the Foothills Group of Companies. It is also required to ensure that the project is carried forward in a way that will yield the maximum economic, energy and industrial benefits for Canadians with the least possible social and environmental disruption. In particular, the Agency is directed by the Act to take account of the local and regional interests of residents, especially native residents, in areas affected by the undertaking.

In an unprecedented step, the House of Commons in April, 1978, agreed to the establishment of a Standing Committee on Northern Pipelines to maintain continuing surveillance over the implementation of the *Northern Pipeline Act* and the operations of the Northern Pipeline Agency. The Committee has conducted several meetings following its formation in June of that same year to hear testimony from senior officers of the Agency and of the Canadian and United States project companies, as well as others.

In June, 1978, the Senate also adopted a motion for the establishment of a Special Committee on the Northern Pipeline with authority to "inquire into all matters relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada...". The Senate Committee also has held a number of hearings related to the project since its formation.

The Northern Pipeline Agency was established to provide a "single window" for the conduct of virtually all dealings at the federal level with the Foothills Group of Companies, which was authorized under the Act to undertake the project in Canada. In keeping with the provisions of the legislation, many of the regulatory powers of other federal departments and agencies relating to the planning, construction and operation of the Canadian system have been transferred to the Northern Pipeline Agency. The principal exception involves responsibilities reserved exclusively to the National Energy Board or shared between the Board and the Agency. In addition, the Agency is responsible for facilitating the co-ordination of activities bearing on the project that involve other arms of the federal government, other levels of government in Canada, and U.S. departments and agencies.

The management and direction of the Agency come under the authority of a Minister designated for this purpose by the Governor in Council. A Commissioner appointed by Order in Council serves under the Minister as his deputy in charge of the Agency. The Commissioner is based at the head office in Ottawa. The main operational office is located in Calgary and functions under the direction of an Administrator appointed by Order in Council, who is also responsible for the day-to-day direction of regional offices located in Vancouver, British Columbia, and Whitehorse, Yukon Territory. As provided for under the Act, a member of the National Energy Board serves as its Designated Officer, and also as a Deputy Administrator of the Agency. The Designated Officer exercises the powers of the Board that were delegated by it on July 27, 1978. Following a further delegation of authority from the Board in September, 1981, the Designated Officer also exercises those powers contained in Parts I, II and III of the Gas Pipeline Regulations with respect to the Alaska Highway Gas Pipeline. A list of the senior officers of the Agency as of the end of the fiscal year and the location of Agency offices can be found in Appendix D on Page 34.

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR'S REPORT

Senator The Honourable H.A. (Bud) Olson, P.C., M.P.
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1982. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this financial statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1982 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the financial statement, applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Auditor General of Canada

Ottawa, Ontario
September 15, 1982

NORTHERN PIPELINE AGENCY

(Established by the Northern Pipeline Act)

Statement of Expenditure and Receipts
for the year ended March 31, 1982

	1982	1981
Expenditure		
Salaries and employee benefits	$4,519,297	$3,357,938
Rentals	838,042	656,496
Travel and communication	809,405	735,112
Professional and special services	518,743	618,215
Materiel and supplies	221,474	160,525
Furniture and equipment	97,744	102,317
Information	73,707	82,478
Other	58,547	42,207
	7,136,959	5,755,288
Receipts credited to the Consolidated Revenue Fund		
Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Note 3)	7,137,897	5,281,488
Other recoveries	38,306	4,116
	7,176,203	5,285,604
Excess of expenditure over receipts (receipts over expenditure)	$ (39,244)	$ 469,684
Expenditure provided for by:		
Parliamentary appropriations (Note 4)	$7,133,491	$5,754,132
Government departments which provided services without charge	3,468	1,156
	$7,136,959	$5,755,288

Approved by:

Commissioner

Chief Financial Officer

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to Financial Statement
March 31, 1982

1. Authority and objective

The Agency was established on April 13, 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

2. Accounting policies

Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency plan which are charged to expenditure when paid. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes all actual costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted employee strength. All expenditure is financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

Receipts

Receipts are recorded when credited to the Consolidated Revenue Fund. Costs are recoverable from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. based on quarterly billings.

3. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1982	1981
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	$7,136,959	$5,755,288
Other recoveries	(38,306)	(4,116)
	7,098,653	5,751,172
Costs to be recovered in the following year	(1,917,971)	(1,957,215)
Prior year costs recovered in the current year	1,957,215	1,487,531
	$7,137,897	$5,281,488

4. Parliamentary appropriations

	1982	1981
Economic Development (1981—Privy Council) Vote 5 (1981—Vote 25)—Program expenditures	$8,474,000	$7,672,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	595,000	535,000
	9,069,000	8,207,000
Amount lapsed in accordance with Section 30 of the Financial Administration Act	(1,935,509)	(2,452,868)
	$7,133,491	$5,754,132

5. Employees' contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years, are entitled to a termination allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength at year-end who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs are estimated at $695,000 (1981—$463,000). These costs, when paid, will be recoverable from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

6. Subsequent event

On May 1, 1982 the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back two years to 1989. All parties are to scale down their activities to correspond to a revised construction schedule. Consequently, the Agency must reorder the scale of its operations to ensure that they are in line with those of Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

To some extent the reduction of the Agency staff can be achieved through secondments and other arrangements. However, it is expected that some employees will have to be separated. The Agency has developed a termination plan for these employees. This plan is distinct from the employees' contingency plan referred to in Note 5 as the provisions of that plan are not appropriate to the present circumstances. It is not possible to estimate the actual cost of this termination plan because the number of employees that will qualify for compensation is subject to a number of conditions.

Project Description

The Alaska Highway Gas Pipeline Project is a large-diameter system that will initially transport natural gas from the North Slope of Alaska across Canada to the lower 48 states. It will also provide access through the Dempster Lateral to Canada's own reserves in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea area of the Northwest Territories as and when they are required.

In 1980, Canadian and U.S. authorities approved the early construction of the Western and Eastern Legs that make up the southern portions of the system initially to permit the export of surplus Canadian gas to U.S. markets. A brief outline of this first-stage construction is given below.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. of Calgary, Alberta, is the parent company responsible for the Canadian portion of the project. It is owned equally by Nova, An Alberta Corporation, of Calgary, Alberta, (formerly known as the Alberta Gas Trunk Line Company Ltd.), and Westcoast Transmission Company Ltd., of Vancouver, British Columbia.

The mainline system in Canada has been or will be built in five segments by the following subsidiary companies:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

A sixth subsidiary, Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., will build the Dempster Lateral if and when it is approved by the National Energy Board.

In the United States, the Alaskan segment will be built and operated by the Northwest Alaskan Pipeline Company on behalf of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. South of the 49th parallel, Northern Border Pipeline Company, a consortium made up of four U.S. transmission companies and one Canadian company, TransCanada PipeLines Ltd., has already constructed most of the planned Eastern Leg of the system. Two California companies—Pacific Gas Transmission Company and its parent corporation, Pacific Gas and Electric Company—have completed first-stage construction on the Western Leg in the United States.

The mainline project will comprise almost 7 720 km of pipe in the two countries. The diameter of the pipe will be of 1 422, 1 219, 1 067 and 914 mm. A total of approximately 3 270 km will be in Canada, 1 180 km in Alaska and 3 270 km in the United States south of the 49th parallel.[1] An additional 1 200 km of 860 mm pipe will be laid when and if the Dempster Lateral is approved.

The mainline through Canada will consist of the following lengths and diameters.[2]

Yukon	375 km of 1 219 mm
	443 km of 1 422 mm
B.C. (North)	715 km of 1 422 mm
Alberta	634 km of 1 422 mm
	377 km of 1 067 mm
	301 km of 914 mm
Saskatchewan	258 km of 1 067 mm
B.C. (South)	171 km of 914 mm

The pipeline in Alaska will be approximately 1 180 km of 1 219 mm pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1 800 km of 1 067 mm pipe and the Western Leg will involve about 1 470 km of 1 067 mm line.[3]

The system is designed so that when fully powered it would be able to carry 68 million cubic metres per day (2.4 billion cubic feet per day) of Alaskan gas and, if the Dempster Lateral is approved, an additional 34 mil-

[1] The total project will comprise almost 4,790 miles of 56-, 48-, 42- and 36-inch pipe. Approximately 2,030 miles will be in Canada, 730 miles in Alaska and 2,030 miles south of the 49th parallel. The Dempster Lateral would comprise approximately 746 miles of 34-inch pipe.

[2]

Yukon	233 mi. of 48 in.	Saskatchewan	160 mi. of 42 in.
	275 mi. of 56 in.		
B.C. (North)	444 mi. of 56 in.	B.C. (South)	106 mi. of 36 in.
Alberta	334 mi. of 56 in.		
	234 mi. of 42 in.		
	187 mi. of 36 in.		

[3] The pipeline in Alaska will be approximately 730 miles of 48-inch pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1,120 miles of 42-inch pipe and the Western Leg will involve about 911 miles of 42-inch line.

lion cubic metres per day (1.2 billion cubic feet per day) of Canadian Mackenzie Delta-Beaufort Sea gas.

The capital costs for the entire system, excluding those for the Dempster Lateral from the Mackenzie Delta and the gas conditioning plant at Prudhoe Bay, Alaska, were originally estimated to be $10.7 billion (Cdn.). This estimate reflected a cost of $4.3 billion for the Canadian segments and $6.4 billion for the U.S. segments. These estimates were based on the assumption that the entire system would be completed and ready to go into operation by January, 1983, as provided for in the timetable envisaged in the Canada-United States Agreement.

In testimony prepared for the congressional committee hearings on the U.S. legislation waivers in October, 1981, John G. McMillian, Chairman of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., indicated that approximately $38.7 billion to $47.6 billion (U.S.) would be required to construct the entire system in both countries, including the gas conditioning plant and the $2.4 to $2.7 billion estimated for first-stage construction. Estimates of the amounts needed for financing purposes were based on a range of inflation and interest rates in the United States from 7 per cent to 11 per cent and 10 per cent to 14 per cent, respectively, and on a revised in-service date of late 1986.

A submission by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. to the congressional committee hearings estimated that approximately $17.6 billion on an escalated basis would be required to finance the entire Canadian section, based on a late 1986 completion date. Foothills subsequently indicated in testimony before the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline in May, 1982, that the Canadian sections would cost approximately $19 billion (Cdn.) in as-spent dollars given a 1987 completion date.

The pipeline sponsors in Canada and the United States had yet to file revised cost estimates with their respective regulatory authorities by the end of the fiscal year under review to reflect the further extension of the completion date to late 1989.

The map found on page vi provides a description of the proposed pipeline route.

First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections

The first-stage plan provided for construction in Canada and the United States of all or part of the proposed Western and Eastern Legs of the system from the point where they branch off from the main line 105 km (63 mi.) north of Calgary, Alberta.

This first-stage program involves the laying of some 2 992 km (1,858 mi.) of pipe in Canada and the United States, of which 850 km (526 mi.) are in Canada. Capital costs are estimated at approximately $1.4 billion (U.S.) for the American section and $928 million (Cdn.) for the Canadian. Costs for the Canadian sections include provision for actual funds used during construction, as well as certain other expenses associated with regulatory charges. The system will be capable of transporting some 32.11 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of Alberta gas a day to U.S. markets, rising to a possible peak flow between 1983 and 1986 of 38.03 million cubic metres (1.35 billion cubic feet).

Construction of the Western Leg in Canada, which began in August, 1980, involved the installation of seven loops over a distance of 215 km (132 mi.) of pipe, 914 mm (36 in.) in diameter. Work on this section was completed in the spring of 1981.

Construction of the U.S. Western Leg, which began in December, 1980, involved the installation of 258 km (160.5 mi.) of loops to the Pacific Gas Transmission pipeline from the Canadian border point at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon. From Stanfield, the Canadian gas is being transported to southern California through the addition of some 565 km (361 mi.) of loops to Northwest Pipelines and El Paso Natural Gas, which has been designated the Western Delivery System. For purposes of transmission of Alaskan gas on the Western Leg, the Pacific Gas Transmission and Pacific Gas and Electric systems will be further extended from Stanfield to Antioch, California, which is close to San Francisco. On October 1, 1981, gas began to flow through the Western Leg to U.S. markets.

The Eastern Leg, in Canada and the United States, will be comprised of 1 956 km (1,215 mi.) of 1 067-mm (42-in.) pipe. Construction began in both countries in May, 1981, and was to be completed over a two-year construction period. (Gas began to flow through the system on September 1, 1982.)

Northern Pipeline Agency

Senior Offices and Office Locations

Ottawa—Head Office
The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner,

15th Floor, Varette Building,
130 Albert Street,
Ottawa, Ontario.
K1P 5G4

Calgary—Operational Headquarters
Mr. Harold S. Millican, Administrator,
Mr. William A. Scotland, Deputy Administrator and
Designated Officer,
Mr. A. Barry Yates, Deputy Administrator.

4th Floor, Shell Centre,
400-4th Avenue, S.W.,
Calgary, Alberta.
T2P 0J4

Vancouver
Mr. Robert Hornal, B.C. Administrator,

Room 1590, Stock Exchange Tower,
609 Granville Street,
Vancouver, British Columbia.

Mailing Address:

P.O. Box 10139,
Pacific Centre,
Vancouver, British Columbia.
V7Y 1C6

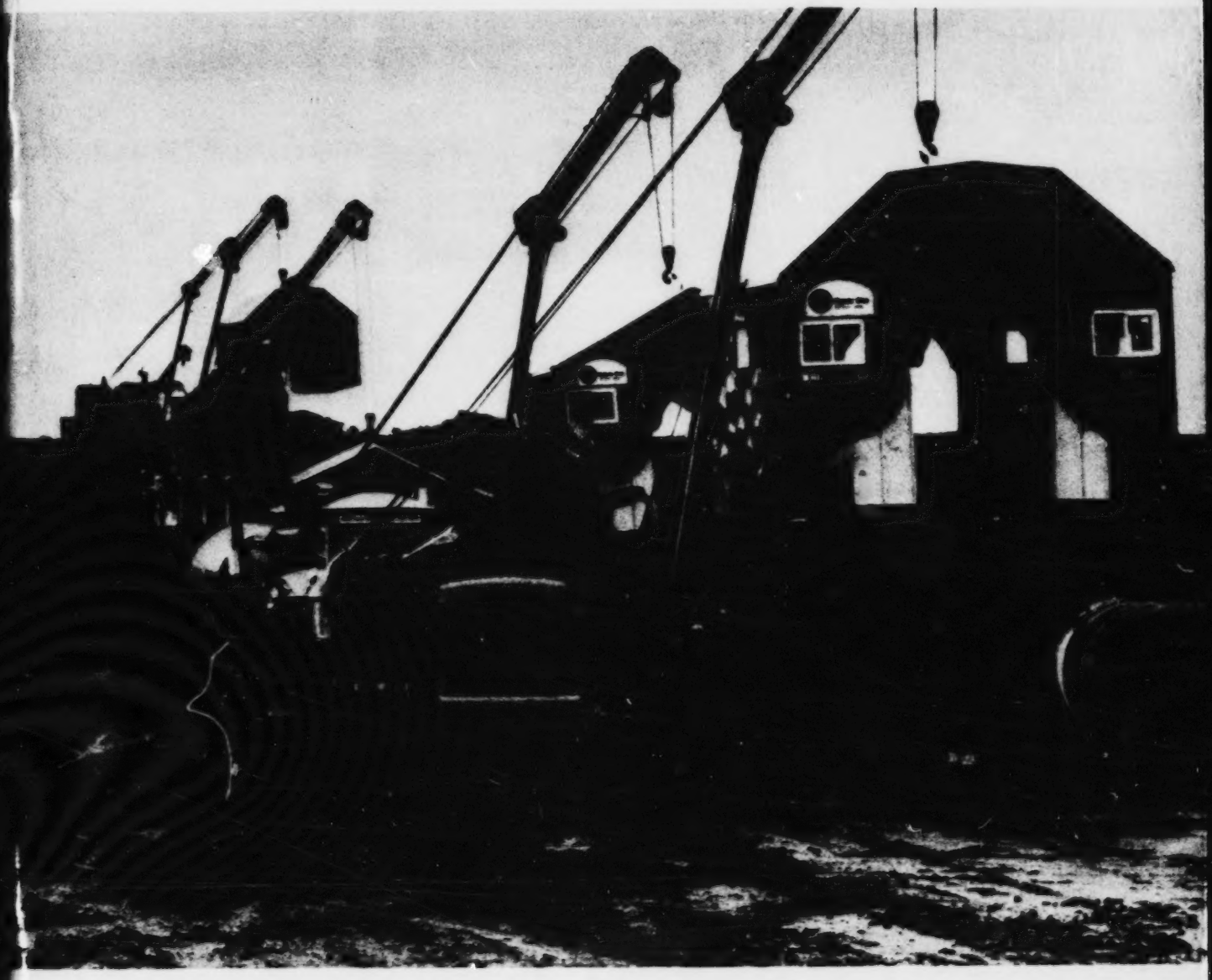
Whitehorse
Mr. Ken McKinnon, Yukon Administrator,

Suite 200, 4114 Fourth Avenue,
Whitehorse, Yukon.
Y1A 4N7

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

RAPPORT ANNUEL

1981-1982



Canada

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1983

N° de cat. C 88-1/1982

ISBN 0-662-52267-2

Couverture—Des soudeuses automatiques sont déplacées le long du pipe-line dans le sud-ouest de la Saskatchewan. Les abris permettent de poursuivre le travail par tous les temps.

Administration du pipe-line du Nord
Canada

Northern Pipeline Agency
Canada

RAPPORT ANNUEL

1981-1982

Remerciements

Nous désirons remercier les personnes et organismes suivants qui nous ont autorisés à utiliser les photographies du présent rapport:

La Compagnie Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., Calgary (Alberta)
L'Office of the Federal Inspector, Washington (D.C.)
La Pacific Interstate Transmission Co., Los Angeles (Californie)

Ottawa, Ontario,
Le 31 décembre 1982.

Monsieur le Ministre,

Je vous soumets ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1982, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord.*

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de
l'Administration du
pipe-line du Nord,

Mitchell Sharp

L'hon. H. A. (Bud) Olson, c.p.,
Ministre responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord,
Le sénat,
Ottawa (Ontario).

Table des matières

	Page
Faits saillants relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska survenus au Canada et aux États-Unis	**1**
Vue d'ensemble	1
Faits saillants—États-Unis	2
Canalisation principale	2
Première étape: construction des embranchements est et ouest	5
Faits saillants—Canada	6
Canalisation principale	6
Première étape: construction des embranchements est et ouest	7
Surveillance parlementaire	8
Travaux de l'Administration du Pipe-line du Nord	**9**
Activités de l'Administration	9
Examen des plans socio-économiques et écologiques	9
Comité d'évaluations environnementales pour le Yukon	10
Indemnités pour la perte de moyens de subsistance	10
Relations avec les autochtones	11
Coordination fédérale-provinciale-territoriale	12
Conseils consultatifs régionaux	13
Autres consultations publiques	13
Plan de recrutement et relations du travail	14
Retombées industrielles	15
Transport et logistique	16
Établissement des calendriers de construction et méthodes de contrôle des dépenses	17
Taux de rendement incitatif et prévisions des dépenses en fonction des plans définitifs	18
Croisements du pipe-line	18
Préoccupations des propriétaires terriens	18
Projet de loi C-60, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie	19
Acquisition de terres en Alberta pour l'embranchement est et la canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre	19
Exercice des autres pouvoirs de réglementation fédéraux	20
Surveillance sur le terrain	21
Mesures spéciales pour la protection de l'environnement	22
Travaux techniques	23
Programme d'essai à Quill Creek	24
Programme de forage géotechnique	25
Contrôles des bris de tuyaux	26
Finances, personnel et langues officielles	**27**
Finances et personnel	27
Plan des langues officielles	27
Annexes	
A Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord	28
B Rapport du Vérificateur général du Canada	29
C Description du projet	33
Première étape: construction des tronçons sud	34
D Administration du pipe-line du Nord—Cadres supérieurs et adresses des bureaux	36

PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA

Voir les mesures unités impériales dans la description du projet

Faits saillants relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska—Canada et États-Unis

Vue d'ensemble

Pendant l'année 1981-1982, les travaux de planification et de construction du gazoduc de la route de l'Alaska ont progressé considérablement tant au Canada qu'aux États-Unis.

La première étape du projet, qui doit permettre l'acheminement des réserves excédentaires de gaz canadien vers les marchés américains, s'est poursuivie, au printemps de 1981, par le coup d'envoi donné à la construction de l'embranchement est. Cette partie du réseau, dont l'achèvement est prévu pour l'automne de 1982, s'étendra sur 1 960 km (1 218 mi). Dès octobre 1981, soit moins d'un an après le début des travaux de construction, l'embranchement ouest, (1 040 km ou 623 mi de longueur) effectuait sa première livraison de gaz en Californie. Au départ, ces deux canalisations pourront acheminer quotidiennement plus de 1,1 milliard de pieds cubes de gaz vers les États américains de l'Ouest et du Midwest.

Dans l'intervalle, la deuxième étape des travaux de construction des tronçons nord a largement progressé au Canada et aux États-Unis, notamment par la mise au point de plans socio-économiques, écologiques et logistiques, la continuation des recherches sur les problèmes techniques posés par l'installation des tubes de canalisation dans le pergélisol discontinu et l'établissement d'études techniques sur les tronçons nord et l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe en Alaska.

La préparation des études techniques définitives sur le pipe-line et l'usine a pu suivre son cours puisque la société promotrice, la Alaskan Northwest, et les trois principaux propriétaires des réserves de gaz naturel de la baie Prudhoe, Exxon, Sohio et Arco, avaient convenu en juin 1980 de se partager les dépenses évaluées à plus de 500 millions de dollars.

À la même date, la société promotrice et les producteurs avaient déclaré leur intention d'élaborer conjointement un plan en vue de relever le plus grand défi de toute l'entreprise: réunir les quantités colossales de capitaux privés nécessaires à la construction du réseau de l'Alaska. Leur concertation a abouti à la mise au point d'un ensemble de principes de financement qui rendu public en mai 1981, devait servir à lancer la discussion avec les investisseurs.

Dès le départ, il était admis—implicitement ou explicitement—que le promoteur et les producteurs se concerteraient pour établir les études techniques définitives et dresser un plan de financement à la condition que le gouvernement américain modifie certaines dispositions législatives considérées comme un obstacle presque insurmontable au financement du réseau de l'Alaska par le secteur privé. Ces dispositions interdisaient aux producteurs de détenir une participation dans le gazoduc de l'Alaska et de prendre part à sa gestion, confiaient aux producteurs l'entière responsabilité de la construction et de l'exploitation de l'usine de la baie Prudhoe plutôt que de l'incorporer au réseau et ne tenaient pas compte d'une condition fondamentale posée par la société promotrice du projet au Canada, la Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd.: celle d'obtenir l'assurance qu'elle commencerait à tirer un plein rendement du capital investi dès l'entrée en service de la partie canadienne du réseau.

À la mi-juin 1981, le promoteur alaskain demandait au Président Reagan de soumettre au Congrès des modifications législatives en vue de rectifier ces trois situations et de corriger d'autres lacunes signalées par les sociétés d'investissement (pour plus de précisions, voir la partie qui traite des faits saillants aux États-Unis).

Le 15 octobre 1981, au terme d'une vaste série de consultations auprès du promoteur alaskain, des producteurs, des établissements financiers et des principaux membres du Congrès, le gouvernement américain déposait au Sénat et à la Chambre des représentants un train de modifications législatives sous forme de dispositions de renonciation. Devant le Congrès, le Président Reagan a rappelé avoir adressé un message au Premier ministre M. Trudeau dans lequel il formulait l'espoir que les modifications législatives permettraient de lever les derniers obstacles au financement du gazoduc par des moyens privés. «J'estime, avait écrit le président, que l'entreprise est importante non seulement sur le plan de la sécurité énergétique qu'elle apportera à l'Amérique du Nord, mais aussi comme symbole de l'étroite collaboration en matière d'énergie dont sont capables les États-Unis et le Canada dans leur intérêt mutuel et dans celui de leur population.»

Après de longues consultations, le Sénat et la Chambre des représentants ont entériné les recommandations d'un comité favorable aux dispositions de renonciation. Le 15 décembre 1981, le Président leur donnait force de loi.

Le dernier fait marquant de l'année financière a été la conférence tenue le 16 mars 1982 pour faire le point de la situation et examiner ce qu'entendaient faire les promoteurs pour régler les questions de financement et de réglementation en suspens. Elle était présidée par M. Anthony Sousa, chargé du dossier du gazoduc à la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Les porte-parole de la Alaskan Northwest ont déclaré devant le commissaire qu'en raison du délai inévitable entre le règlement des dispositions financières et l'achèvement du réseau (à peu près 5 ans et demi), la date de mise en service, prévue pour la fin de 1986, avait été reportée à la fin de 1987. Par ailleurs, ils faisaient parvenir à la FERC un calendrier fixant au 1er juillet 1982 l'échéance à laquelle devaient être présentés les documents propres à satisfaire à toutes les conditions de réglementation-plan de financement, étude sur les possibilités de commercialisation du gaz et évaluation des avantages économiques nets du projet. La société avait établi un programme échelonnant l'examen de ces questions de telle sorte que la Commission serait en mesure de délivrer le certificat final de commodité et nécessité publiques pour le réseau de l'Alaska avant le mois de décembre 1982.

(Au bout de quelques semaines, cependant, les participants au projet du réseau de l'Alaska ont dû réviser leurs plans en profondeur à cause des difficultés rencontrées dans l'élaboration de modalités de financement réalistes. Le 30 avril 1982, au terme d'une réunion de deux jours à Salt Lake City, ils annonçaient leur intention de poursuivre la mise au point de ces modalités, de manière à mettre le réseau en service au plus tard en 1989, et réaffirmaient par la même occasion leur volonté de concrétiser ce projet qu'ils jugeaient économiquement sûr et conforme à l'intérêt national. Au sujet des facteurs qui avaient conduit à la révision des plans soumis plus tôt à la FERC, le communiqué disait ceci: «La planification financière doit obligatoirement tenir compte de circonstances qui n'ont rien à voir avec le projet en soi, comme le surplus provisoire des ressources énergétiques mondiales, la baisse des prix du pétrole brut, le ralentissement de l'activité économique aux États-Unis et à l'étranger et l'instabilité des marchés financiers».)

Enrobage du pipe-line à l'endroit où il traversera la Saskatchewan-Sud dans l'est de l'Alberta.

Faits saillants—États-Unis

Canalisation principale

Tandis qu'avançait la construction préliminaire des tronçons sud, l'attention se portait, aux États-Unis, sur certaines dispositions législatives qu'on jugeait indis-

pensable de modifier pour permettre le financement des tronçons nord par des capitaux privés.

Le premier pas dans cette direction a été fait en mai 1981, lorsque les promoteurs du gazoduc de l'Alaska et les propriétaires des réserves de gaz de la baie Prudhoe, comme nous l'avons signalé plus haut, ont présenté un ensemble de principes dont ils comptaient s'inspirer pour arrêter un plan de financement après consultation des principaux établissements financiers.

On évaluait à 21 milliards de dollars le coût du réseau de l'Alaska (à supposer qu'il soit achevé avant 1986) et à 6 milliards celui de l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe. À ces montants, on proposait d'ajouter 3 milliards pour absorber les dépassements budgétaires et garantir l'achèvement des travaux. Le total des fonds requis s'élevait donc à 30 milliards au plus, dont 75 pour 100 seraient constitués de titres de créance et 25 pour 100 de capitaux propres. On proposait une participation de 70 pour 100, à la Alaskan Northwest et de 30 pour 100 aux producteurs, ce qui portait à 21 et à 9 milliards respectivement les sommes à réunir en titres de créance et en capitaux.

Un mois après la présentation de l'ensemble de principes, John G. McMillian, président du consortium des expéditeurs de gaz de la Alaskan Northwest écrivait au président Reagan pour lui demander de soumettre au Congrès une série de modifications législatives visant à régler «les questions essentielles auxquelles il faut s'attaquer si le secteur privé doit financer le projet».

Il faisait allusion à certaines conditions posées par le président Carter dans son document Decision and Report to Congress de septembre 1977. Incorporées par la suite à la loi américaine sur le transport du gaz naturel en Alaska (Alaska Natural Gas Transportation Act), ces conditions vinrent à être perçues de plus en plus vivement comme un obstacle majeur au financement du projet par capitaux privés.

Dans son document, le Président faisait valoir, par exemple, qu'il revenait aux principaux propriétaires des réserves de gaz de la baie Prudhoe de contribuer pour une bonne part au financement du réseau de l'Alaska puisqu'ils en tireraient largement profit. Cependant, pour des raisons liées à la législation anti-trust, la décision interdisait aux producteurs de détenir une paticipation dans le gazoduc de l'Alaska et de prendre part à la gestion de la planification et de la construction. Face à ces limitations, les producteurs ont tenu bon dans leur refus d'apporter leur appui financier.

Cette même décision prescrivait que les dispositions de la Alaska Natural Gas Act ne s'appliquaient pas à l'énorme usine qui devait servir à traiter le gaz de la baie Prudhoe (par le retrait de l'humidité, du gaz carbonique et des liquides) avant qu'il soit dirigé vers le pipe-line. Les producteurs étaient donc tenus de prendre à leur charge la plus grande partie des dépenses de construction de l'usine. Puisque, dans les faits, l'usine ferait partie intégrante du réseau de canalisation, on estimait que la restriction était irréaliste et allait entraver le financement du projet.

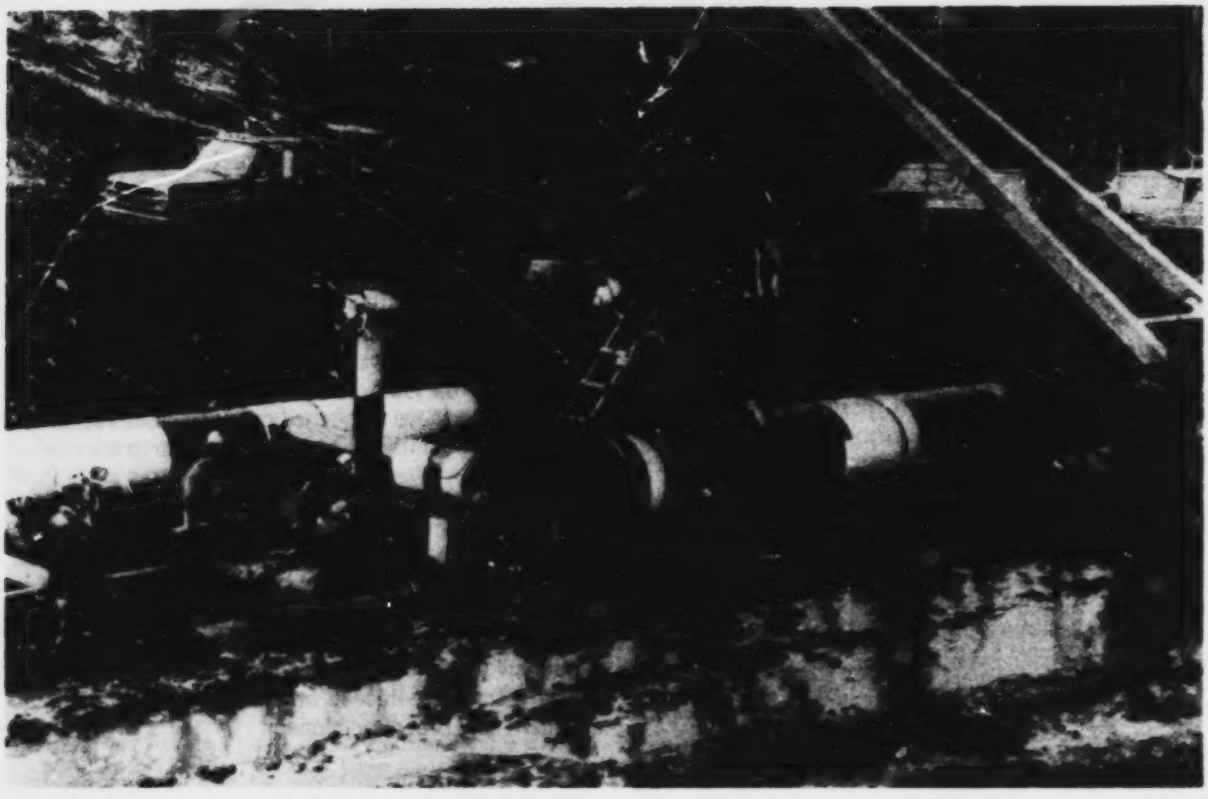
Les promoteurs des deux pays déploraient une autre des conditions de la décision, qui leur interdisait de percevoir des droits auprès des expéditeurs américains de gaz et de leurs clients avant que le réseau tout entier soit achevé et que les organismes de réglementation compétents l'ait déclaré en état de fonctionner.

Comme nous l'avons déjà précisé, la Foothills (Yukon), promoteur du projet au Canada, avait dès le départ insisté pour obtenir la garantie qu'elle pourrait recouvrer la totalité du capital investi, y compris un certain taux de rendement sur le capital, une fois que la canalisation principale serait achevée et que l'Office national de l'énergie en aurait autorisé l'entrée en service même si le réseau américain n'était pas encore entièrement prêt à fonctionner.

Dans une lettre envoyée au Premier ministre Trudeau à la mi-juillet 1980, lettre qui comptait parmi les garanties exigées du gouvernement canadien avant que le feu vert soit donné à la construction préliminaire du tronçon sud, le Président Carter déclarait qu'il était disposé à demander au Congrès d'adopter les modifications législatives nécessaires pour dissiper les inquiétudes «raisonnables» du promoteur canadien.

Auparavant, la Federal Energy Regulatory Commission avait émis une ordonnance selon laquelle la société chargée du projet en Alaska ne pouvait imposer de tarif aux expéditeurs de gaz avant que le réseau tout entier soit terminé dans les deux pays, même s'il n'était pas en état de fonctionner. Cependant, ce tarif aurait uniquement permis de régler la «facture de base» des travaux, c.-à-d. le service de la dette et les frais d'exploitation et d'entretien, sans garantie d'amortissement du capital ou de rendement sur celui-ci. Dans son document, l'Alaskan Northwest signalait au Président Reagan que, de l'avis de ses banquiers et conseillers financiers, elle ne pourrait financer le tronçon de l'Alaska à moins qu'une facture de base ne soit imposée aux expéditeurs lorsque *soit* le pipe-line *soit* l'usine de traitement serait en etat de fonctionner même s'il restait d'autres parties du réseau à terminer avant de pouvoir acheminer le gaz.

Les modifications législatives que le Président a proposées au Congrès le 15 octobre 1981 visaient à



Raccordement de l'embranchement ouest au réseau de l'Alberta Natural Gas Company Ltd. dans la région du Pas du Nid-du-Corbeau, dans le sud-est de la C.-B., en mai 1981.

régler tous les problèmes exposés plus haut ainsi que certaines autres questions accessoires, au premier rang desquelles figurait la nécessité d'une meilleure garantie de la permanence du régime de réglementation applicable au réseau. A l'intérieur comme à l'extérieur du Congrès, l'opinion était amplement favorable aux propositions du Président qui autoriseraient les producteurs à acquérir un des titres de participation dans le réseau de l'Alaska et à prendre part à sa gestion en fonction de modalités approuvées par la FERC et en conformité de la législation anti-trust, et qui assujettiraient à la Loi l'usine de traitement de la baie Prudhoe.

La controverse la plus vive portait sur la disposition autorisant les constructeurs de l'usine, du tronçon de l'Alaska ou de celui du Canada à transmettre leur charge financière (intégrale dans le cas du Canada et partielle dans les deux autres cas) aux consommateurs américains si l'une des trois parties du réseau était prête à fonctionner avant que tous les travaux soient achevés et que le gaz puisse être acheminé.

On contestait surtout le fait que le consommateur pourrait être appelé à supporter une partie des dépenses avant même que le réseau soit mis en service. Dans les faits, cependant, la disposition ne faisait que modifier le risque que devait déjà assumer le consommateur sous le régime de la première loi adoptée par le Congrès. En vertu de cette loi, le consommateur aurait pu être tenu d'assumer les frais du gazoduc une fois que le réseau tout entier serait en état de fonctionner, même si le gaz ne leur parvenait pas encore. Cette situation aurait pu se produire si l'usine de traitement, qui relevait exclusivement des producteurs selon la loi de 1977, n'avait pas été achevée. La nouvelle proposition législative modifiait la nature du risque en prévoyant des modalités de remboursement applicables aux trois principales parties du réseau, mais elle offrait au consommateur une mesure de protection supplémentaire, aucun frais ne pouvant lui être imposé à l'égard de l'une ou l'autre partie avant la date arrêtée par la FERC pour l'achèvement du réseau tout entier.

En novembre, au terme d'une série d'audiences tenues par les comités du Congrès, le Sénat approuvait par un vote de 75 contre 19 l'adoption du train de dispositions de renonciation recommandé par le Président. Le mois suivant, la Chambre des représentants sanctionnait cette décision par un vote final de 229 contre 188.

En janvier 1982, plusieurs membres du Sénat et de la Chambre des représentants, appuyés par les procureurs généraux de cinq États et des groupes de consommateurs, ont déposé une plainte auprès de la cour fédérale des É.-U. Ils contestaient, pour des motifs liés à la procédure, les dispositions de renonciation votées par le Congrès et l'action de la Federal Energy Regulatory Commission qui avait modifié le certificat conditionnel pour incorporer l'usine de traitement au réseau. (La plainte a été rejetée en avril de la même année.)

Au cours de l'année, la Federal Energy Regulatory Commission a présenté un rapport provisoire sur les prévisions des dépenses de construction du réseau de l'Alaska, dans lequel elle souscrit aux conclusions d'experts-conseils indépendants (William Brothers) qui recommandent de diminuer le budget d'immobilisations du promoteur en réduisant les dépenses de 8,13 à 6,73 milliards de dollars U.S. (1980), frais de financement exclus. Elle a en même temps différé ses décisions sur plusieurs questions connexes. Le dossier était encore à l'étude à la fin de l'année financière.

Le 16 mars 1982, comme nous l'avons déjà indiqué, M. Anthony Sousa, chargé des questions intéressant le projet du gazoduc à la Federal Energy Regulatory Commission, a présidé une conférence au cours de laquelle les promoteurs ont fait le point et expliqué comment ils entendaient satisfaire à toutes les conditions de financement et de réglementation.

Ils ont pour la première fois déclaré publiquement qu'ils cherchaient à fixer la date de la mise en service au 1er novembre 1987, soit un an plus tard que prévu. Ce nouvel objectif pouvait être atteint à la condition que le plan de financement soit déposé avant le 1er juin 1982 et attesté par la FERC avant le 1er décembre.

Les promoteurs ont porté à l'attention de la FERC plusieurs questions qu'elle se doit de régler pour faire honneur à cette échéance, notamment l'approbation des dépenses préliminaires par les promoteurs, l'approbation du budget des dépenses attesté et la détermination du montant des dépenses pouvant être transmises au consommateur par expéditeur interposé. Ils ont en outre exposé les grandes lignes d'un calendrier fixant au 1er juillet 1982 la date limite pour présenter à la FERC certains documents parmi lesquels des renseignements sur le tarif, un plan de financement, une étude sur les possibilités de commercialisation du gaz, un examen des avantages économiques nets pour le pays et des modifications au contrat d'association.

À la demande expresse des promoteurs américains, qui voulaient hâter autant que possible les formalités de réglementation, M. Sousa a proposé que les travaux se déroulent par étapes sous forme de conférences et que les examens menant à la délivrance de l'attestation finale se limitent à des formalités plus simples.

(Comme nous l'avons mentionné précédemment, les participants au projet ont dû, en raison de la conjoncture économique, conclure à l'impossibilité d'achever les travaux avant 1987. Ils ont indiqué qu'ils s'emploieraient à terminer le tout avant la fin de 1989, mais que cette date pouvait être avancée d'un an.)

Première étape: construction des embranchements est et ouest

La construction des tronçons sud du réseau américain s'est poursuivie tout au long de l'année.

Les travaux amorcés en décembre 1980 ont progressé pendant la première moitié de l'année financière de sorte qu'on a pu réaliser sur 258 km (160,5 mi) le doublement du Pacific Gas Transmission System, premier tronçon de l'embranchement ouest américain, qui s'étend de Kingsgate (C.-B.), à la frontière canadienne, jusqu'à Stanfield (Oregon). On a aussi effectué, sur 565 km (361 mi) le doublement des réseaux de la Northwest Pipelines et de la El Paso Natural Gas, connus sous le nom de Western Delivery System, pour permettre la livraison des réserves excédentaires de gaz canadien vers les marchés de la Californie. (Au cours de la phase II, l'embranchement ouest sera prolongé jusqu'à Antioch (Californie) sur une distance d'environ 1 464 km (911 mi.).)

Le 1er octobre 1981, sur l'initiative de la Pacific Gas Transmission Co., des représentants canadiens et américains du gouvernement et de l'industrie se sont réunis à Los Angeles (Californie) pour prendre part à une cérémonie soulignant l'entrée en service du gazoduc et sa première livraison de gaz.

Le 4 mai 1981, commençait la construction de six canalisations sur le tracé de l'embranchement est, qui devait être achevé deux ans plus tard. A l'origine, les travaux devaient s'échelonner sur une seule année, mais les plans ont été révisés à la suite d'une décision de la North Dakota Public Service Commission de rejeter, pour des raisons écologiques, le tracé du pipe-line approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission. À l'automne de 1980, les organismes fédéraux de réglementation des É.-U. et la société promotrice ont porté la décision en justice en s'appuyant sur des motifs d'ordre constitutionnel. Dans son jugement rendu en avril 1981, le tribunal a fait droit à la FERC en déclarant que les questions relatives au tracé relevaient des autorités fédérales.

Lorsque les équipes ont quitté les chantiers pour l'hiver, environ 77 pour 100 des 1 321 km (821 mi) de l'embranchement est, dont se chargeait la Northern Border Pipeline Co., étaient installés. Les travaux ont repris en mars 1982. (La première livraison de gaz dans le Midwest américain par l'embranchement est a été effectuée le 1er septembre 1982.)

Pendant l'année, l'Office of the Federal Inspector (OFI) a approuvé les devis finals pour la construction préliminaire des tronçons sud. Les dépenses approuvées pour l'embranchement est, frais de financement exclus, s'élevaient à environ 1,16 milliard de dollars U.S. (de 1979). L'OFI a de plus approuvé les devis finals de la première partie de l'embranchement ouest, qui correspondent à environ 168 millions de dollars U.S. (de 1981).

Lors d'une cérémonie organisée par la Pacific Gas Transmission Co. à Los Angeles, le 1er octobre 1981, le Sénateur H.A. (Bud) Olson, ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, expose la participation du gouvernement canadien au projet de gazoduc de la route de l'Alaska.

Faits saillants—Canada

Canalisation principale

Bien que la supervision des travaux de la première étape ait fortement sollicité leur attention tout au long de l'année financière, les cadres de l'Administration du pipe-line du Nord se sont aussi occupés de la planification, de la recherche et des consultations touchant la conception et la construction du réseau qui fait l'objet de la deuxième étape des travaux dans le nord du Canada.

La société promotrice canadienne, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., a poursuivi l'élaboration des nombreux plans et études exigés par les ordonnances techniques et les modalités socio-économiques et écologiques de l'Administration. En mai 1981, le ministre responsable de l'Administration, le sénateur H. A. (Bud) Olson, a approuvé le plan de recrutement de la société pour l'ensemble du réseau canadien, exception faite de celui du Yukon.

En juin 1981, le Comité d'évaluations environnementales a repris ses audiences publiques à Whitehorse, Yukon (comme nous le verrons avec plus de détails dans les pages qui suivent) pour examiner la proposition de la Foothills de faire passer le gazoduc par la vallée Ibex, entre autres possiblités. Invoquant les risques d'ordre écologiques que comporte cette solution pour la vallée, le Comité a recommandé de faire suivre au gazoduc un autre tracé qui contournerait Whitehorse, recommandation qui a reçu l'appui du ministre de l'Environnement. A la fin de l'année, la question était toujours en suspens, le gouvernement du Yukon devant examiner les plans en cours d'élaboration sur l'aménagement de la vallée Ibex.

Pendant l'année, la compagnie a examiné plusieurs autres questions, et notamment les méthodes d'installation des canalisations dans les zones de pergélisol discontinu du Yukon. La Foothills a également livré à l'Office national de l'énergie son rapport final sur la série d'essais de résistance des tuyaux à grand diamètre effectués au cours des dernières années dans ses installations du nord de l'Alberta. L'Office a entériné les conclusions du rapport.

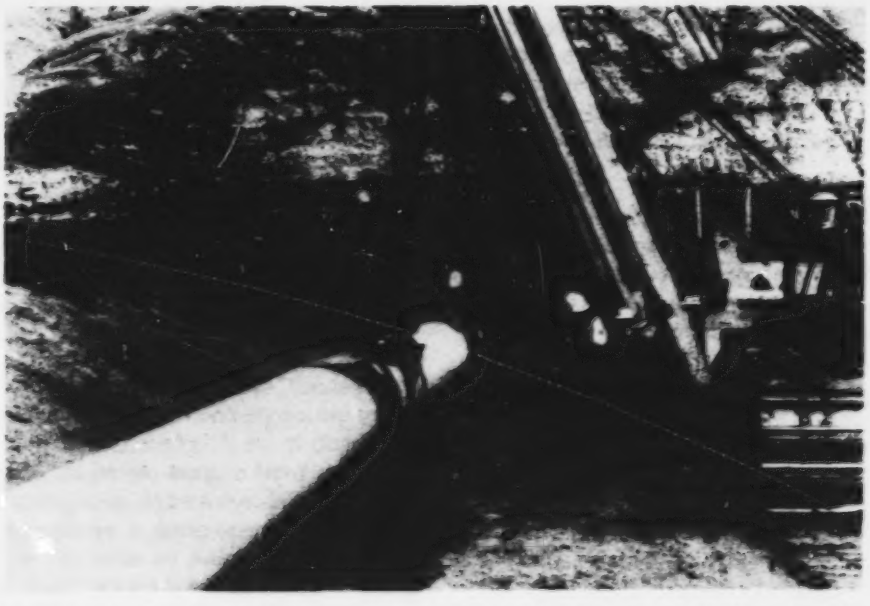
Pendant toute l'année visée, les représentants de l'Administration ont continué de consulter leurs homologues américains de l'Office of the Federal Inspector sur diverses questions d'intérêt mutuel. Lors d'une réunion tenue à Ottawa en mars 1982, ils ont décidé de se rencontrer dorénavant tous les trimestres afin de suivre de plus près l'avancement des travaux.

Première étape: construction des embranchements est et ouest

Le 21 mai 1981, l'Office national de l'énergie autorisait la mise en service de l'embranchement ouest traversant le sud-est de la Colombie-Britannique. Dès le lendemain, commençait la construction de l'embranchement est dans les provinces de l'Alberta et de la Saskatchewan. A l'automne de 1981, comme nous l'avons déjà mentionné, l'embranchement ouest acheminait pour la première fois du gaz naturel dans le sud de la Californie. En décembre, les deux tiers environ de l'embranchement est étaient achevés, dont toute la partie située en Saskatchewan. Au printemps de 1982, les travaux reprenaient sur les derniers tronçons du gazoduc et une station de compression en Alberta ainsi que sur trois stations de compression et une station de comptage en Saskatchewan. (La première livraison de gaz par l'embranchement est vers les marchés du Midwest américain a été effectuée le 1er septembre 1982.)

En août 1981, à la suite des audiences publiques au cours desquelles avaient été examinés les devis finals des tronçons sud établis par la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., l'Office national de l'énergie a communiqué ses motifs de décision. Dans son rapport, il approuvait des dépenses de l'ordre de $164,031,000 pour l'embranchement ouest, réduisant ainsi de 2% les estimations de la société. Pour l'embranchement est, il approuvait un montant de $621,254,000, soit à peu près 5% de moins que les coûts prévus par la Foothills. Les coûts approuvés n'incluaient pas les frais engagés pour l'affectation des fonds pendant les travaux et certaines autres dépenses relatives au processus de réglementation des autorités compétentes. (Par la suite, les devis finals ont été révisés pour tenir compte du coût réel de construction de l'embranchement ouest et d'un changement majeur des plans de l'embranchement est.)

Un député néo-démocrate de Vancouver-Kingsway, M. Ian Waddell, a engagé des poursuites en Cour suprême de la C.-B. contre le gouvernement du Canada, car il conteste la décision prise par ce dernier en juillet 1980 d'approuver la construction préliminaire des tronçons sud du gazoduc de la route de l'Alaska. M. Waddell prétend que le gouverneur en conseil a outrepassé ses pouvoirs en modifiant les modalités de la *Loi sur le pipe-line du Nord* de façon à autoriser ces travaux. Au terme d'une audience préliminaire tenue en juillet 1981, le juge Murray a déclaré que la Cour suprême de la Colombie-Britannique était compétente à connaître de l'affaire et que le demandeur était autorisé à intenter le procès. Le gouverneur en conseil et le groupe Foothills en ont appelé de la décision du juge Murray devant la Cour d'appel de la C.-B. au cours de l'été de 1981. L'affaire n'avait pas encore été jugée à la fin de l'année financière.



Enrobage du pipe-line à l'endroit où il traversera la Saskatchewan-Sud dans l'est de l'Alberta.

Surveillance parlementaire

En avril 1978, la Chambre des communes a créé le Comité permanent sur les pipe-lines du Nord, dont le mandat est de surveiller l'application de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et les activités de l'Administration du pipe-line du Nord pendant toute la durée des travaux. En juin de la même année, le Sénat a adopté une mesure semblable en créant le Comité spécial sur le pipe-line du Nord.

Pendant l'année, le comité de la Chambre des communes s'est réuni à plusieurs reprises pour entendre les témoignages des représentants de l'Administration. En juin 1981, ceux-ci ont présenté un exposé spécial sur le rôle unique de l'Administration, chargée de réglementer le projet du gazoduc de la route de l'Alaska et d'en faciliter la réalisation.

Au printemps de 1981, les membres du comité sénatorial se sont rendus au Yukon et en Alaska parcourir certains points du tracé afin de se familiariser avec les répercussions éventuelles des travaux. Cette démarche leur a permis de rencontrer des membres de l'Administration, le personnel du U.S. Office of the Federal Inspector, et les hauts fonctionnaires de l'État de l'Alaska ainsi que des représentants de l'industrie, de groupes d'intérêt et d'organisations autochtones.

Travaux de l'Administration du pipe-line du Nord

Activités de l'Administration

Dès le début de l'année, l'Administration connaît une activité fébrile lorsque l'Office national de l'énergie autorise la Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. et la Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. à inaugurer l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska qui traverse le sud-ouest de l'Alberta et le sud-est de la Colombie-Britannique.

En mai 1981, l'Administration approuve les plans que lui ont soumis la Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. et la Foothills (Alta.), conformément aux modalités écologiques et socio-économiques, en vue de la mise en train des travaux de construction de l'embranchement est, qui traversera le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan. Dès que le fonctionnaire désigné de l'Administration rend, à la fin mai, une série d'ordonnances autorisant la Foothills (Alta.) et la Foothills (Sask.) à poursuivre les travaux, celles-ci entreprennent la construction de trois canalisations placées chacune sous la responsabilité d'une équipe de surveillance de l'administration.

L'Administration étudie au cours de l'année 441 documents différents du groupe Foothills qui ont trait à la construction des embranchements est et ouest et à la deuxième étape du projet, dans le Nord canadien. Au nombre des demandes approuvées, 20 concernent les modalités écologiques et socio-économiques et 94 l'élargissement de l'emprise en Alberta et en Saskatchewan, tandis que 7 sont en fait des contrats, des ententes et des recommandations d'achat pour diverses composantes du pipe-line.

Examen des plans socio-économiques et écologiques

L'Administration approuve, au tout début de l'année financière, les calendriers de présentation et d'étude des plans socio-économiques et écologiques que lui ont soumis respectivement la Foothills (South Yukon) et la Foothills (North B.C.) pour la construction du pipe-line dans le sud du Yukon et le nord-est de la Colombie-Britannique. Chaque compagnie décrit comment elle entend respecter les modalités que l'Administration a fixées pour chaque tronçon du pipe-line. À la fin de l'année financière, le Gouverneur général en conseil attendait toujours de savoir si les modalités applicables au tronçon yukonnais respectent les dispositions de la Charte canadienne des droits et libertés sur la mobilité avant de les approuver.

Au cours de l'année, le personnel de l'Administration étudie, de concert avec les gouvernements provincial et territorial et avec les conseils consultatifs régionaux, toute une série de plans préliminaires pour les tronçons du Yukon et du nord-est de la Colombie-Britannique. Entre autres choses, les compagnies y expliquent comment elles comptent renseigner les localités et les groupements intéressés sur le projet, avant et durant la construction et incluent un plan en matière de transport et de logistique, pour assurer l'acheminement du matériel et les déplacements de la main-d'œuvre, ainsi que des précisions sur la taille, le calendrier d'établissement et l'emplacement des campements de chantier. L'Administration reçoit également 4 plans de protection du milieu sur les 20 requis pour le tronçon yukonnais.

Vers la fin de l'année financière, l'étude de 10 des 12 plans socio-économiques préliminaires, dont ceux qui ont trait aux télécommunications et au transport et à la logistique et qui concernent également le nord-est de la Colombie-Britannique, est presque terminée. L'Administration examine cinq plans préliminaires pour le nord-est de la Colombie-Britannique.

Avant le début, en mars 1982, de la deuxième saison de construction de l'embranchement est, en Alberta, l'Administration approuve les plans pertinents du tracé du pipe-line, les modifications aux plans écologiques et au manuel de procédures de la Foothills sur les méthodes de préservation de la couche arable en Alberta. Le gouvernement albertain participe à l'étude des documents soumis par la compagnie par l'entremise de représentants du bureau du coordonnateur du pipe-line du ministère des Affaires fédérales et intergouvernementales (AFI) et des membres du comité provincial de surveillance de la mise en valeur des terres et du renouvellement de la végétation.

Membre d'une équipe de travail à l'œuvre au cours de la construction en 1981.

Comité d'évaluations environnementales pour le Yukon

Dans un rapport publié en août 1981, le Comité fédéral d'évaluations environnementales (CEE), chargé d'étudier les effets sur le milieu de la construction du gazoduc de la route de l'Alaska au Yukon, recommande de faire passer le pipe-line au nord et à l'ouest de Whitehorse. A l'origine, la Foothills (South Yukon) proposait de contourner la ville en passant par le défilé Ibex, au sud, et le CEE avait étudié la question en juin 1981, lors d'une audience publique de deux jours et demi à Whitehorse.

En septembre 1979, le CEE relève, dans un rapport préliminaire présenté au ministre de l'Environnement, ce qu'il considère comme des lacunes dans la Déclaration sur les répercussions écologiques qu'a soumise la compagnie. Au cours de l'année, l'Administration examine et soumet au Comité les derniers documents reçus de la compagnie en réponse aux demandes de précisions concernant la protection de la faune aquatique et terrestre, les données géotechniques et hydrologiques, la conception du pipe-line, le renouvellement de la végétation, les tracés de remplacement, l'aménagement des pipe-lines et le calendrier de construction. Dès le mois d'avril 1982, les préparatifs vont bon train pour la tenue à Whitehorse d'une dernière audience technique du Comité d'évaluations environnementales du gouvernement fédéral, pour étudier les documents préparés par la compagnie et les objections soulevées par les parties intéressées.

Indemnités pour la perte de moyens de subsistance

L'Administration se préoccupe depuis longtemps, entre autres choses, de l'établissement d'un mode d'indemnisation juste et efficace des personnes, autochtones et autres, dont les activités traditionnelles seront peut-être perturbées par suite de la construction du gazoduc de la route de l'Alaska, sur les territoires qu'ils utilisent, et qui perdront ainsi leurs moyens de subsistance.

Entre autres promesses, la Foothills (Yukon) s'est engagée devant l'Office national de l'énergie, en 1977, à indemniser les chasseurs et les trappeurs pour toutes les pertes subies. Au cours de l'année financière visée dans le présent rapport, l'Administration et la compagnie prennent des mesures en vue d'élaborer une politique d'indemnisation appropriée, qui tienne compte des préoccupations des gouvernements provinciaux et

Le pipe-line traverse la Saskatchewan-Sud, dans l'est de l'Alberta. Alors qu'une grue latérale submerge le premier tronçon, un bouteur, ancré sur la rive opposée, le hale à l'aide de câbles.

territorial concernés et de certains groupements d'intérêts, par exemple les collectivités autochtones et les associations de trappeurs et de chasseurs.

Au cours de l'année, l'Administration crée un groupe de travail qu'elle charge d'étudier les divers aspects sociaux, culturels, économiques et biologiques de la question. Composé de trois hauts fonctionnaires de l'Administration et d'un conseiller auprès du directeur général, W. Winston Mair, qui a présidé les audiences de l'Administration en Colombie-Britannique en 1979, le groupe rencontre à plusieurs reprises au début de 1982 des représentants de la Foothills pour discuter en termes généraux du contenu d'une éventuelle politique d'indemnisation. En avril, l'Administration organise une série de rencontres avec les gouvernements de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Yukon et divers groupements d'intérêts. Toutes les parties s'entendent pour dire qu'il faut, comme le soulignent les modalités écologiques de l'Administration, accorder la priorité absolue à la réduction ou à la prévention des effets nuisibles pour le milieu.

L'Administration conclut, au cours de ces discussions, avec la Treaty 8 Tribal Association de la Colombie-Britannique un contrat aux termes duquel cette dernière doit consulter les collectivités et les bandes du nord de la Colombie-Britannique et faire part à l'Administration de l'opinion des divers groupements autochtones sur les indemnités pour perte de moyens de subsistance, sur le tracé du pipe-line et sur son aménagement.

Relations avec les autochtones

Tout au long de l'année, le personnel de l'Administration reste en contact avec les représentants de l'Association des Indiens de l'Alberta, de l'Union des chefs indiens de la Colombie-Britannique (UCICB), de l'Association des Métis de la Colombie-Britannique, des Nations indiennes unies et des Centres d'accueil locaux pour les Indiens. Deux nouveaux organismes indiens voient le jour dans le nord-est de la Colombie-Britannique: le Conseil Kaska Dena, qui représente 830 Indiens inscrits et non inscrits qui habitent au nord et à l'est de Fort Nelson, et la Treaty 8 Tribal Association, porte-parole de 1,000 Indiens inscrits regroupés en sept bandes établies à Fort Nelson même et au sud de la ville.

Le Conseil Kaska Dena a été créé récemment pour appuyer les revendications foncières des Indiens du nord-est de la Colombie-Britannique. Suivant le tracé proposé, le pipe-line traverse une partie des terres que le Conseil a revendiquées auprès du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien en février 1982.

L'Administration et la Foothills (North B.C.) rencontrent, au début de 1982, chacun de ces groupements autochtones pour leur communiquer les dernières modifications apportées aux plans de construction du pipe-line dans le nord-est de la Colombie-Britannique ainsi que leurs propositions concernant le tracé du pipe-line et des voies d'accès et les emplacements des stations de compression et des baraquements de chantier.

En novembre 1981, L'UCICB termine un contrat de cinq mois que lui a confié l'Administration et aux termes duquel l'Union devait se rendre dans les localités pour discuter du tracé général du pipe-line dans le nord-est de la Colombie-Britannique et des effets qu'à leur avis le projet aura sur les territoires réservés traditionnellement à la trappe, à la chasse et à la pêche, et sur les activités culturelles. Une fois les travaux préparatoires terminés, les parties intéressées décident, afin de procéder à des consultations plus approfondies, de conclure un autre contrat, avec la Treaty 8 Tribal Association cette fois. A cette fin, l'Administration entame des négociations au printemps. Elle négocie en outre, vers la fin de l'année financière, des contrats du même type avec le Conseil Kaska Dena et l'Association des Indiens de l'Alberta.

En février 1982, des représentants de la Foothills visitent plusieurs localités yukonnaises établies le long du tracé du pipe-line, pour donner à la population l'occasion de répondre à ses plans socio-économiques

préliminaires qui traitent, entre autres questions, de transport et de logistique, d'information, de consultation et de liaison, et de plans de chantiers. Dans le même ordre d'idées, des représentants de la compagnie et de l'Administration rencontrent toutes les bandes indiennes établies le long du corridor yukonnais qu'emprunte le pipe-line.

Des membres du bureau de l'Administration à Whitehorse établissent, de concert avec le Bureau des revendications des autochtones du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, un processus de résolution, avec les bandes concernées, de tous les conflits dans lesquels s'opposent les besoins en terres pour la construction du gazoduc de la route de l'Alaska et les intérêts territoriaux traditionnels des tribus indiennes du Yukon.

Durant la construction de la première étape du pipeline, les autochtones représentaient 7,4 p. 100 de la main-d'œuvre affectée à l'embranchement est en 1981, soit un pourcentage équivalent à celui enregistré lors de la construction de l'embranchement ouest l'année précédente.

Plusieurs contrats connexes à la construction du pipe-line en Alberta sont confiés à des entreprises autochtones, dont la Longbranch Contractors Ltd., d'Atikameg (Alberta), qui est chargée d'essarter les 54 premiers kilomètres (34 mi) de l'emprise de l'embranchement est, et la Noceta Enterprises Ltd., de Grande Prairie (Alberta), qui entreprend de renouveler la végétation le long des tronçons qui passent près de Olds et de Brooks.

En mai 1981, l'Administration enjoint à la Foothills (South B.C.) d'interrompre les travaux sur l'embranchement ouest, dans le sud-est de la Colombie-Britannique, jusqu'à ce que la question du recrutement des autochtones de la région soit réglée avec le Conseil des Indiens du district de Kootenay. Par suite des négociations entre les représentants de l'Administration, du Conseil et de la compagnie, les autochtones participent au nettoyage. La Kootenay Indian Enterprises Ltd. obtient également un contrat de renouvellement de la végétation sur l'emprise dans le sud-est de la Colombie-Britannique. Environ 15 Indiens exécutent le travail en moins de temps que prévu, du 20 juillet à la mi-septembre.

Coordination fédérale-provinciale-territoriale

Cette année encore, le Conseil consultatif fédéral-provincial-territorial s'est réuni tous les trimestres. Institué en 1978 en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, le Conseil, composé de hauts fonctionnaires de l'Administration, de représentants des gouvernements de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Yukon, coordonne toutes les activités liées au gazoduc de la route de l'Alaska.

Lors de la réunion du 16 septembre 1981 tenue à Dawson City (Yukon), l'honorable Mitchell Sharp, directeur général de l'Administration, signe, au nom du gouvernement du Canada, un protocole d'entente avec le gouvernement de la Saskatchewan. Semblable à celui conclu l'année précédente avec l'Alberta, le protocole pose les jalons de la concertation et de la coopération sur toutes les questions ayant trait à la planification, à la constructin et à l'exploitation du pipe-line en Saskatchewan, et notamment aux plans socio-économiques et écologiques, au tracé final du gazoduc, à l'octroi de droits fonciers sur des terres de la Couronne provinciale et à la surveillance des travaux de construction du pipe-line.

Au cours de l'année, l'Administration consulte des organismes gouvernementaux et administratifs provinciaux et territoriaux, de même que des ministères fédé-

L'honorable Mitchell Sharp, Directeur général de l'Administration du pipe-line du nord (à gauche), et Harold S. Millican, Administrateur et chef de l'exploitation, en visite sur le site de l'embranchement est, en Alberta.

raux, sur diverses questions comme la main-d'œuvre et la formation, les indemnités pour la perte de moyens de subsistance et les plans écologiques et socio-économiques préliminaires de la Foothills pour la construction de la deuxième étape du pipe-line.

Conseils consultatifs régionaux

Au cours de sa première année et demie d'existence, le Conseil consultatif du nord de la Colombie-Britannique en est venu à la conclusion qu'en ce qui concerne la construction du gazoduc de la route de l'Alaska en Colombie-Britannique, les questions qui préoccupent avant tout les habitants du nord de la province sont l'emploi et la formation, les possibilités offertes aux entreprises locales et l'amélioration du transport. Comme le prévoit la *Loi sur le pipe-line du Nord*, le Gouverneur général en conseil, en septembre 1980, donne aux 10 membres du Conseil mandat de guider le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord sur toutes les questions ayant trait au pipe-line.

Depuis sa création, le Conseil a soumis deux documents au ministre. Le premier, qui date de mai 1981, recommande d'instituer une taxe pour faire en sorte que les habitants du nord-est de la Colombie-Britannique ne soient pas les seuls à assumer l'accroissement du coût des services sociaux et des travaux d'équipement qu'entraînera la construction du pipe-line. Dans le second, daté de février 1982, il souligne qu'il veut, d'une part, que la Foothills (North B.C.) offre des emplois aux travailleurs locaux et assure leur formation et, d'autre part, qu'elle ait recours aux services des petites entreprises locales dont les employés ne sont pas syndiqués.

Tout au long de l'année, le Conseil rencontre régulièrement les représentants de l'Administration et de la Foothills (North B.C.) et consulte des représentants des syndicats, des groupements autochtones, de la B.C. Rail et des Chambres de commerce locales. Il ouvre en outre, en février 1982, un bureau à Fort Nelson pour avoir un contact plus direct avec la population locale sur tout ce qui touche le pipe-line.

En septembre 1981, le ministre nomme Margaret Elizabeth Todrick de Fort St. John membre du Conseil, en remplacement de Patrick Walsh qui, après avoir été le premier président du Conseil, a démissionné pour assumer sa nouvelle charge de commissaire et d'administrateur du district de Tumbler Ridge (C.-B.). Le Conseil élit ensuite Don Edwards de Fort Nelson à la présidence. En mars 1982, Jack Hannam de Fort St. John est nommé vice-président; il remplace George Miller de Lower Post qui a remis sa démission après avoir accédé à un poste de direction au sein du Conseil Kaska Dena.

Citons, entre autres faits saillants, une rencontre des Conseils consultatifs du nord de la Colombie-Britannique et du Yukon, le 28 novembre 1981, à Fort St. John. Un membre du Conseil d'administration du Impact Information Centre de Fairbanks (Alaska) a expliqué au groupe quels sont l'objectif et le rôle de l'organisation que la ville a mis sur pied lors de la construction de l'oléoduc Alyeska pour recueillir et diffuser de l'information sur les effets du projet. Le Conseil consultatif du Yukon exerce des pressions en faveur de la création à Whitehorse d'un centre semblable qui serait chargé d'évaluer les effets du gazoduc de l'Alaska sur le Yukonnais moyen.

L'Administration du Yukon a des entretiens au cours de l'année avec le Conseil consultatif du Yukon, créé par le Cabinet fédéral en février 1979 et présidé par Don Roberts de Whitehorse, pour élaborer une proposition de mise sur pied, sous l'égide du gouvernement, de programmes de formation d'ouvriers qualifiés en construction. Le Conseil s'intéresse de près à tout ce qui touche le projet, par exemple les possibilités offertes aux petites entreprises, les indemnités versées aux trappeurs et aux chasseurs pour la perte de leurs moyens de subsistance, le tracé proposé du pipe-line, qui doit traverser la région du défilé Ibex près de Whitehorse, les tracés de remplacement et l'alimentation, en gaz naturel de l'Alaska, des collectivités yukonnaises qui jalonnent le pipe-line, une fois qu'il sera terminé.

En mai 1981, le président du Conseil et l'honorable H. A. (Bud) Olson, ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, se rencontrent à Whitehorse. En juin, des membres du Conseil ont la possibilité de fournir des précisions aux membres du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord au sujet du rôle et des activités du Conseil.

Autres consultations publiques

Dans le sud-est de la Colombie-Britannique, les travaux de construction s'achèvent et le renouvellement de la végétation sur l'emprise progresse le long de l'embranchement ouest, et le personnel de l'Administration à Vancouver reste en contact avec le Conseil des Indiens Kootenay et d'autres groupements d'intérêts locaux. Plusieurs rencontres sont organisées au cours de l'année avec les propriétaires terriens de la région de Yahk (C.-B.) pour discuter de questions rela-

tives à la construction du pipe-line sur leurs propriétés et des travaux ultérieurs de renouvellement de la végétation.

Le personnel de l'Administration suit par ailleurs de près le déroulement des négociations que mène le groupe Foothills avec les propriétaires terriens de l'Alberta et de la Saskatchewan de qui il veut acquérir des terres le long du tracé de l'embranchement est. Des représentants de l'Administration visitent en outre chacune des localités établies le long de cet embranchement pour renseigner la population sur le rôle de celle-ci dans le projet et pour faire en sorte que les intérêts locaux soient pris en compte.

Le personnel des bureaux de l'Administration à Vancouver et à Whitehorse continue tout au long de l'année à rencontrer les gens et les groupes qui vivent dans la région que doit traverser le pipe-line dans le nord-est de la Colombie-Britannique et au Yukon.

M. Sharp, directeur général de l'Administration, est invité à plusieurs reprises au cours de l'année à prendre la parole en public, entre autres en octobre 1981, devant un groupe de financiers de New York qu'a invités le Consul général du Canada, Kenneth Taylor, et en février 1982, lors de la réunion annuelle de la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, à Calgary.

Pour marquer le début de la construction de l'embranchement est du pipe-line aux États-Unis, la Northern Border Pipeline Co. organise, le 5 mai 1981, une cérémonie officielle à Aberdeen, dans le Dakota du Sud, à laquelle assistent des personnalités des gouvernements et des milieux d'affaires canadiens et américains. Le 1er octobre 1981, plusieurs représentants de l'industrie et du gouvernement canadiens, dont le sénateur Olson, ministre responsable de l'Administration, se rendent à Los Angeles, en Californie, où ils assistent à une cérémonie organisée par la Pacific Gas Transmission Co. pour commémorer la mise en service de l'embranchement ouest. Dans les deux cas, des porte-parole de l'Administration profitent de l'occasion pour avoir des discussions informelles avec leurs homologues américains de l'Office of the Federal Inspector (OFI), dont ils ont rencontré officiellement des représentants à Ottawa en février 1982.

Plan de recrutement et relations du travail

En mai 1981, le sénateur Olson, ministre responsable de l'Administration, approuve la Partie I du plan de recrutement qui couvre toutes les activités liées à la construction du pipe-line au sud du 60e parallèle nord. En mars 1982, la Foothills (Yukon) dépose la version préliminaire de la Partie II du plan qui concerne, elle, la construction du tronçon yukonnais et l'exploitation de tout le réseau. Le personnel de l'Administration en a d'abord pris connaissance; des représentants de l'Administration, du Conseil consultatif du Yukon et du ministère de l'Emploi et de l'Immigration l'étudieront conjointement au cours de l'année financière 1982-1983.

Vue aérienne, en novembre 1981, des installations de la station de compression en construction à Jenner en Alberta.

Un dispositif spécial permet de faire passer le conduit sous une voie ferrée près de Piapot en Saskatchewan. Alimentée par la machine au premier plan, une tarière, qui se trouve à l'intérieur d'un tuyau, fore un tunnel sous la voie ferrée. Le tuyau est retiré ou «glissé», et le «conduit» ou partie permanente du pipe-line y est inséré.

Le document préliminaire comprend le Plan d'égalité des chances qui décrit les mesures que prendra la compagnie pour assurer la formation et le recrutement d'autochtones et de femmes. Des plans semblables ont déjà été approuvés et mis en œuvre avec succès durant la phase I de la construction au cours de laquelle la compagnie a embauché des autochtones pour l'embranchement ouest. Au total, elle a recruté environ 7,5 p. 100 d'autochtones et 2,9 p. 100 de femmes.

En Alberta, durant la construction de l'embranchement est, en 1981, les autochtones comptaient pour 7,2 p. 100 des personnes-jours d'emploi et les femmes, pour 4,7 p. 100. En Saskatchewan, les proportions sont respectivement de 7,3 p. 100 et de 5,6 p. 100.

En mai 1981, la Foothills (South Yukon) entreprend une série de visites des localités yukonnaises dans le but de recueillir des données qui lui permettront de dresser le profil des intérêts et des aptitudes des habitants du Nord qui pourraient vouloir travailler à la construction du pipe-line. L'Administration supervise les méthodes de cueillette et d'analyse de l'information. À la fin de l'année financière, environ 470 habitants du Yukon et du District de Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest, ont répondu à l'enquête qui a permis de recueillir des données sur les personnes qui désirent travailler à la construction du pipe-line, le genre de travail qu'elles voudraient faire, leurs aptitudes et la formation qu'il faudrait leur donner pour qu'elles puissent occuper divers types d'emploi. Une enquête semblable, effectuée sous l'égide de trois ministères fédéraux, est menée auprès des autochtones du nord-est de la Colombie-Britannique à l'automne de 1981.

L'Administration supervise également la mise en œuvre du programme de recrutement et de formation pour l'exploitation et l'entretien que la Foothills créée à l'intention des habitants du Nord. C'est en avril 1981 qu'elle lance sa campagne de recrutement. Sur 250 demandes, elle embauche 21 personnes dont la formation technique en cours d'emploi débute en octobre 1981 auprès, en Alberta, de la Nova, An Alberta Corp., et, en Colombie-Britannique, de la Westcoast Transmission Company Ltd. Ce programme vise avant tout à donner aux habitants du Yukon et du District de la vallée du Mackenzie la possibilité d'occuper entre 125 et 150 emplois permanents liés à l'exploitation et à l'entretien de la partie yukonnaise du pipe-line.

Entre autres responsabilités, l'Administration surveille également la situation du marché du travail et contrôle les conventions collectives.

Retombées industrielles

Cette année encore, la Foothills achète, dans le cadre du projet de construction, des biens et des services, dont le contenu canadien a généré d'importantes retombées industrielles. Dans son rapport sur les retombées industrielles enregistrées durant la période prenant fin le 31 décembre 1981, qu'elle a présenté à l'Administration, la Foothills indique que le contenu canadien de l'embranchement ouest s'élève à 91 p. 100 et celui de l'embranchement est, à 87 p. 100. Selon les estimations, 2 255 et 6 050 années-personnes en emplois directs et indirects ont été créés au Canada pour la construction des embranchements ouest et est respectivement.

Les entreprises établies au Canada continuent de tirer profit d'achats massifs d'articles «désignés» comme des tuyaux, des turbo-compresseurs et des valves et raccords de gros diamètre. En vertu du con-

trat initial, la Stelco Inc. et la Interprovincial Steel and Pipe Corporation Ltd. fournissent les tuyaux nécessaires en 1981, tandis que la Rockwell International of Canada Ltd. de Barrie (Ontario) et la Borsig Hartmann Valve Ltd. de Calgary (Alberta) fabriquent la presque totalité des valves de gros diamètre. La EPG Taylor Forge Division de Hamilton (Ontario) et la ITT Grinnell de Princeton (Kentucky) assurent une fois de plus presque tout l'approvisionnement en raccords.

La Foothills lance, au cours de l'année, les appels d'offres nécessaires et commande deux composantes importantes des compresseurs. Il s'agit, dans un cas, de remplacer une des deux turbines à gaz qui devait à l'origine être installée à la station de compression de Jenner en Alberta par une turbine à l'électricité de capacité équivalente.

Cette turbine, dont le contrat de fabrication a été accordé à la Siemens Electric Ltd. d'Allemagne de l'Ouest, est dotée, croit-on, du moteur électrique le plus puissant que l'on ait jamais utilisé sur un compresseur de gaz. La Foothills, qui envisage de remplacer les turbines à gaz utilisées dans le sud du Yukon par des turbines électriques, pourra ainsi acquérir une expérience des plus utiles.

La seconde turbine, commandée à la Cooper Rolls Corp. de Mississauga (Ontario), résulte des diverses modifications de conception apportées au pipe-line pour permettre l'exportation à court terme du gaz de l'Alberta; elle sera installée à Richmound (Saskatchewan). La station de compression servira plus tard à acheminer le gaz de l'Alaska. La valeur totale des contrats approuvés par l'Administration équivaut à environ 15 M$.

Dans le cadre de ses préparatifs pour l'achat du matériel nécessaire à la construction de la phase II et, en particulier, pour accroître sa sécurité d'approvisionnement, la Foothills poursuit ses discussions avec divers fabricants de tuyaux dans l'intention de conclure un contrat de réserve. A la suite de ces discussions, la compagnie demande à l'Administration d'approuver la conclusion avec la Mannesman Handel A. G. d'Allemagne de l'Ouest d'un contrat de réserve qui assurera son approvisionnement en tuyaux si jamais les fournisseurs canadiens sont dans l'impossibilité de respecter leurs engagements contractuels. Le fonctionnaire désigné l'approuve en janvier 1982.

La Foothills continue, au cours de l'année, à accroître la possibilité d'assurer des retombées industrielles au Canada en formant des spécialistes en gestion et en multipliant les travaux de recherche axés sur la technologie des pipe-lines, grâce notamment aux installations d'essai du nord de l'Alberta, qui servent à

Des ensembles articulés autovireurs, chargés de tuyaux de 23m (76 pi) qui seront mis à l'épreuve le long de la route de l'Alaska.

tester la résistance à l'éclatement, et aux installations de Quill Creek. La compagnie procède aussi à la mise au point d'un camion-remorque dont les roues arrière s'orientent automatiquement en fonction des roues avant.

L'Administration accroît ses relations avec l'Office of the Federal Inspector sur les questions liées aux achats en vertu des dispositions de l'Accord entre le Canada et les États-Unis d'Amérique sur un pipe-line et en vertu de l'entente de réciprocité ayant trait aux articles «désignés». Chaque pays peut ainsi prévenir à l'avance son partenaire des achats qu'il va faire.

Transport et logistique

Tandis que, sur le terrain, le transport et les activités connexes à la logistique nécessaires à la construction de la 1re étape du gazoduc de la route de l'Alaska se poursuivent, le processus de planification de la phase II s'accélère.

La livraison du matériel nécessaire en 1981, entre autres les tuyaux, les raccords et les valves, commence dès le début de la saison de construction et se termine au début de septembre.

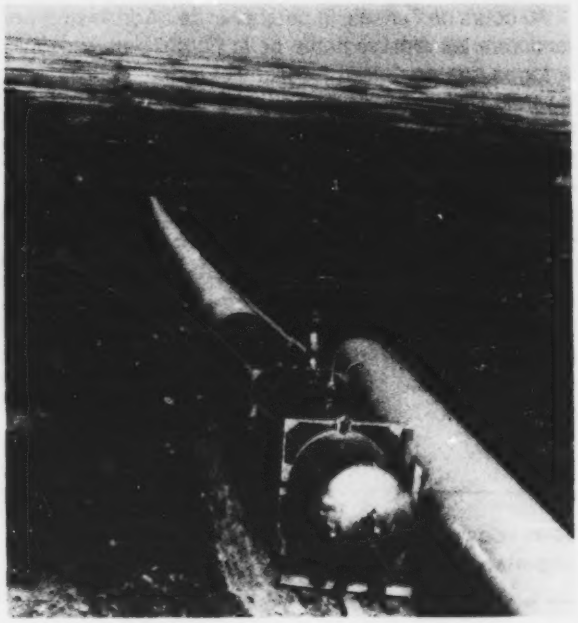
Au cours de l'hiver 1981-1982, 192 km (120 mi) de tuyaux d'un diamètre de 1 067 mm (42 po) qui permettront de finir, en 1982, l'embranchement est en Alberta, sont expédiés par chemin de fer vers neuf points de déchargement établis près du tracé du pipeline et transportés par camions jusqu'aux sites de stockage le long de l'emprise même. Les routes publiques sont peu utilisées. Le personnel de l'Administration chargé de la surveillance sur le terrain assiste au

transport des tuyaux des points de déchargement le long de la voie ferrée jusqu'aux sites de stockage et rapporte que le réseau routier et ses usagers n'en ont pas trop souffert.

L'acheminement, en toute sécurité et le plus efficacement possible, du matériel et de la main-d'œuvre pose des problèmes de planification épineux car il faudra, pour construire la 2e étape du pipe-line dans le nord de l'Alberta, en Colombie-Britannique et au Yukon, traverser des régions très accidentées où l'infrastructure routière est pratiquement inexistante. Les modalités socio-économiques de l'Administration pour le nord-est de la Colombie-Britannique et le Yukon exigent que la Foothills nuise le moins possible au réseau routier existant et que toute nouvelle route construite à ses frais bénéficie à long terme aux localités touchées. A la fin de l'année, la compagnie prépare son plan final en matière de transport et de logistique après un examen exhaustif des projets précédents par l'Administration, les gouvernements de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Yukon et les conseils consultatifs régionaux. Ce plan indique quelles routes la compagnie a l'intention d'utiliser, ainsi que le type de véhicules et leur nombre, dans le but de prouver que le réseau peut accommoder le volume total de trafic qu'entraînera la construction du pipe-line.

L'Administration continue de superviser diverses expériences auxquelles procède la Foothills à l'aide de véhicules et de modes spéciaux de transport de tuyaux de gros diamètre. En février et en mars 1982, la compagnie procède à des essais de transport de trois raccords longs de 24 m (80 pi) sur la route de l'Alaska au Yukon et dans le nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à Fort Nelson au sud, en utilisant un camion-remorque de conception spéciale. La remorque à quatre essieux est munie de roues arrière qui s'orientent automatiquement en fonction des roues avant. Une expérience semblable a été menée l'hiver précédent, mais le camion-remorque utilisé n'avait que trois essieux et était plus léger. Les responsables des routes, en Colombie-Britannique et au Yukon, ont indiqué qu'ils poseraient certaines conditions à l'utilisation du nouveau véhicule à quatre essieux; ils exigeront en particulier que les entrepreneurs que la Foothills chargera du transport des tuyaux assurent la formation des chauffeurs pour les familiariser avec les véhicules et la route de l'Alaska.

L'Administration passe également en revue les passages consacrés au transport et à la logistique dans certains rapports qu'a exigés de la Foothills le Comité d'évaluations et de révisions environnementales qui s'occupe de questions liées à la construction, par exemple le transport des matières dangereuses, les effets des campements et des aires de détente sur le réseau routier actuel et la construction de voies d'accès.



Un tronçon du pipe-line est prêt à subir des essais hydrostatiques sous pression près de Piapot en Saskatchewan. Des têtes témoins renforcées, conçues spécialement à cet effet, sont soudées à chaque extrémité du conduit. On y pompe de l'eau afin de procéder à des tests de pression, laquelle doit atteindre un minimum de 10 863 kPa (1 5751 lb/po2).

Comme par les années passées, le personnel de l'Administration consulte des représentants des gouvernements fédéral, provinciaux et territorial et des compagnies concernées sur la résistance de l'ensemble du réseau routier actuel par rapport aux exigences de transport pour la construction du pipe-line. Un représentant de l'Administration assiste en janvier 1982 à des exposés détaillés que la Foothills donne, à Calgary, aux représentants de l'industrie du camionnage et, à Vancouver, à ceux de l'industrie du transport maritime.

Établissement des calendriers de construction et méthodes de contrôle des dépenses

Avec le début de la construction de l'embranchement est, en juin 1981, la Foothills applique une nouvelle méthode de préparation des comptes rendus des dépenses qu'elle soumet régulièrement à l'Administration du pipe-line du Nord qui lui permet d'inclure dans ses rapports d'étape mensuels des chiffres plus précis et à jour.

Au cours de l'année, le personnel de l'Administration rencontre les représentants de la Foothills pour définir la forme que prendront les plans et les calendriers que les trois filiales, la Foothills (South Yukon), la Foothills (North B.C.) et la Foothills (Alta.), qui construiront le tronçon nord du pipe-line au Canada, doivent lui soumettre en vertu de la Loi. Une fois terminé, le calendrier qu'exige la Loi donnera des listes détaillées des plans et des documents qu'il faudra soumettre à l'approbation de l'Administration avant le début de la construction et indiquera exactement à quel moment la Foothills devra les soumettre et l'Administration les approuver. (Par suite du report de la date d'achèvement de la phase II, annoncé en avril 1982, la compagnie a décidé de retarder l'établissement du calendrier.)

Taux de rendement incitatif et prévisions des dépenses en fonction des plans définitifs

Tout au long de l'année, les membres du personnel de l'Administration continuent d'analyser, en étroite collaboration avec l'Office national de l'énergie, les prévisions des dépenses de la Foothills en fonction des plans définitifs. Ces prévisions, que l'Office a approuvées, permettent de fixer le taux de rendement incitatif que la Foothills est autorisée à toucher sur ses investissements et qui est calculé suivant une formule préétablie, qui tient compte du coût réel de construction que doit assumer la compagnie.

En août 1981, l'Office rend sa décision sur les prévisions des dépenses pour la 1re étape du pipe-line que lui a soumises la Foothills. À la suite d'une audience tenue au printemps de 1981, l'Office approuve des dépenses d'environ 164 031 000 $ pour l'embranchement ouest, soit une réduction de 2 p. 100 par rapport aux prévisions de la compagnie et, pour l'embranchement est, des dépenses d'environ 621 254 000 $, soit 5 p. 100 de moins, environ, par rapport aux prévisions de la Foothills. Lors de la tenue de l'audience, la construction de l'embranchement ouest achevait et celle de l'embranchement est était sur le point de commencer.

Avant de se prononcer sur les prévisions des dépenses en fonction des plans définitifs de la Foothills pour les tronçons sud, l'Office établit une formule de calcul du taux de rendement consenti à la compagnie dans le cadre du programme relatif au taux de rendement incitatif. Pour les inciter à limiter les dépenses tout en appliquant de saines techniques de conception, de construction et d'exploitation, le taux de rendement incitatif assure aux compagnies propriétaires du gazoduc de la route de l'Alaska un rendement plus élevé sur leurs investissements dans le projet si le coût réel est inférieur aux prévisions qu'a approuvées l'Office et un rendement plus faible s'il leur est supérieur. Suivant cette formule, la Foothills bénéficiera d'un taux de rendement de 17,9 p. 100 pour les embranchements est et ouest si le coût réel respecte les prévisions.

Comme le coût réel de construction de l'embranchement ouest en Alberta a été de 8,5 p. 100 inférieur aux prévisions et que dans le sud-est de la Colombie-Britannique il a excédé les prévisions de 1,5 p. 100, les taux de rendement pour ces deux tronçons se chiffrent à 18,52 p. 100 et 17,66 p. 100 respectivement.

Croisements du pipe-line

Au cours de l'année, l'Administration examine et approuve les plans, profils et livres de renvoi nécessaires à la construction, en 1981, de l'embranchement est en Alberta et en Saskatchewan, de même que la plupart de ceux nécessaires à la construction, en 1982, de l'embranchement est en Alberta.

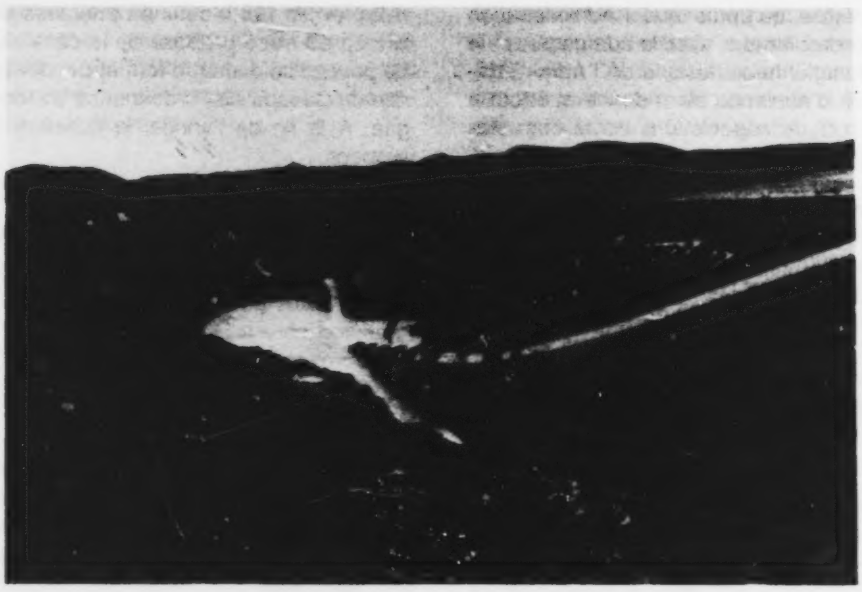
En outre, l'Administration examine et approuve un certain nombre de demandes d'autres compagnies qui veulent croiser l'embranchement est du pipe-line en Alberta en divers endroits.

Pour respecter le principe de «l'organisme centralisateur» qui a présidé à sa création, l'Administration coordonne plus de 40 autorisations, données par d'autres autorités fédérales, de croiser le pipe-line durant la saison de construction de 1981. Au total, 27 ordonnances de croisement de routes et de services publics durant la construction du pipe-line ou vice versa sont délivrées en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et le ministère des Transports délivre 13 ordonnances de croisement de voies navigables en Alberta et en Saskatchewan. Le Comité des transports par chemin de fer de la Commission canadienne des transports approuve trois ordonnances de croisement de neuf voies ferrées en Alberta, en Saskatchewan et dans le sud-est de la Colombie-Britannique.

Enfin, la Commission de la frontière internationale approuve le croisement, par le pipe-line, de la frontière canado-américaine à Monchy en Saskatchewan, en vertu de la *Loi sur la Commission de la frontière internationale.*

Préoccupations des propriétaires terriens

Au cours de l'année financière, le personnel de l'Administration continue à suivre de près les efforts



Des grues latérales descendent le pipe-line dans le lit de la Frenchman, dans le sud-ouest de la Saskatchewan.

des diverses filiales de la Foothills qui négocient des ententes d'indemnisation et à s'occuper des préoccupations des propriétaires terriens concernant les tronçons terminés du pipe-line en Alberta, en Saskatchewan et dans le sud-est de la Colombie-Britannique.

Projet de loi C-60, Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie

Le personnel de l'Administration consacre beaucoup de temps au début de 1982 à l'analyse du projet de loi C-60, soit la *Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie*, et de ses règlements d'application.

La loi que le Parlement du Canada adopte le 18 décembre 1981, mais qu'aucune proclamation n'avait encore rendu officielle à la fin de l'année financière, s'intéresse avant tout à l'achat de terres pour la construction du pipe-line.

Elle vise à renforcer les droits des propriétaires terriens que touchent ces projets en apportant des modifications importantes aux méthodes qu'appliquent les compagnies pipelinières dans l'établissement des tracés et l'acquisition des terres, de même qu'à la façon dont s'y prennent les autorités pour examiner les plans, profils et livres de renvoi qui sont soumis à leur approbation.

Acquisition de terres en Alberta pour l'embranchement est et la canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre.

En avril 1981, la Foothills (Alta.) commence à étudier le tracé que suivra, vers le nord, un tronçon de 59 km (37 mi) du gazoduc de la route de l'Alaska, à partir de James River Junction dans le centre-ouest de l'Alberta.

Cette portion initiale de la canalisation principale, appelée canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre, doit servir à tester l'équipement lourd et les techniques qui permettront d'installer des tuyaux de 1 422 mm (56 po) de diamètre sur une distance d'environ 1 792 km (1 053 mi) sur les 2 167 km (1 286 mi) du réseau total au Yukon, en Colombie-Britannique et en Alberta.

Après avoir reçu un exemplaire du Landowner's Information Booklet (Brochure d'information pour les propriétaires), qui donne des renseignements sur le pipe-line à tous ceux que la construction de la canalisation d'essai touchera et qui indique l'emplacement proposé de l'emprise sur chaque propriété, quatre propriétaires terriens indiquent à l'Administration qu'ils s'opposent au tracé proposé par la compagnie. La Foothills satisfait trois des quatre propriétaires en modifiant légèrement le tracé, tandis que la quatrième

objection n'est réglée qu'après que l'Administration eut entrepris des consultations avec la compagnie et le propriétaire. Le fonctionnaire désigné de l'Administration n'a pas à tenir d'audience étant donné que tout a été réglé par la voie de négociations et de consultations.

Comme le prévoit la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la Foothills demande au fonctionnaire désigné, au cours de l'année, l'autorisation de prendre des terres supplémentaires pour l'emprise de l'embranchement est du pipe-line en Alberta et pour la canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre. Ces terres viennent s'ajouter à l'emprise de 18,3 m (60 pi) de largeur que la compagnie est autorisée à exproprier en vertu de la Loi lorsqu'elle ne réussit pas à conclure d'entente avec un propriétaire.

Suite à cette demande de terres supplémentaires qui permettront à la Foothills de disposer d'une aire de travail permanente et temporaire pour la construction, en 1982, de diverses portions de l'embranchement est en Alberta, le fonctionnaire désigné tient deux audiences. La première, qui concerne 66 propriétaires terriens a lieu en juillet 1981 à Strathmore en Alberta, et la seconde, qui ne concerne qu'un seul propriétaire terrien, a lieu au bureau de l'Administration à Calgary en août et en novembre 1981.

En Novembre 1981, l'Administration tient une autre audience à Rocky Mountain House en Alberta pour étudier les demandes d'acquisition de terres supplémentaires de la Foothills pour la canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre. Des 33 propriétaires terriens ou occupants dont les intérêts sont menacés, 14 s'y présentent.

Le fonctionnaire désigné approuve dans chaque cas les demandes de la Foothills, jugeant que les raisons invoquées sont valables.

Une équipe de travail discute «technique» durant la saison de construction de 1981.

En février 1982, deux propriétaires de terres situées le long du tracé proposé de la canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre font appel devant la Cour fédérale du Canada de l'ordonnance du fonctionnaire désigné. A la fin de l'année, la question est toujours en suspens.

(On a reporté la construction de la canalisation d'essai de 56 pouces de diamètre, prévue pour 1983, en raison d'un retard de deux ans dans le calendrier de construction de la deuxième étape.)

Exercice des autres pouvoirs de réglementation fédéraux

Conformément aux dispositions des *Lois sur les eaux intérieures du Nord et sur les terres territoriales*, dont l'application, aux fins de la construction du pipeline, est confiée au ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord, comme le prévoit la *Loi sur le pipe-line du Nord*, l'Administration délivre un certain nombre de permis et d'autorisations en 1981-1982.

Au Yukon, quatre permis d'utilisation de terres et un permis d'exploitation de carrière sont délivrés à la Foothills pour lui permettre de procéder à des études géotechniques et des observations météorologiques sur le terrain, de faire des levés le long de la canalisation principale et de poursuivre à Quill Creek des tests sur les diverses méthodes de conception et de construction dans des zones de pergélisol discontinu. L'Administration approuve également les modifications apportées à six permis.

De plus, elle délivre à la compagnie trois permis d'utilisation d'eau au Yukon pour qu'elle puisse procéder à des tests hydrostatiques et alimenter les installations d'essai à Quill Creek, et faire des forages géotechniques le long du tracé proposé du pipe-line qui doit traverser le lac Kluane.

Un représentant de l'Administration en poste à Whitehorse contrôle les permis et autorisation délivrés au Yukon et procède à des inspections sur le terrain pour s'assurer que leurs dispositions sont respectées. Ces enquêtes et études permettent d'arrêter le tracé et la conception finals du pipe-line au Yukon et de préparer les plans, profils et livres de renvoi.

Au cours de l'année, des discussions ont lieu avec le gouvernement du Yukon et le ministère fédéral des Affaires indiennes et du Nord canadien pour définir les modalités qui régiront l'octroi d'un droit de passage à la Foothills (South Yukon) qui désire aménager une

emprise sur une terre de la Couronne. On établit également des méthodes qui permettront de donner les grandes lignes des exigences de la Foothills en ce qui a trait aux installations qui seront construites à l'extérieur de l'emprise et de les étudier.

Surveillance sur le terrain

Les préparatifs de l'Administration en vue d'assurer la surveillance sur le terrain des travaux de construction en 1981 de l'embranchement est du gazoduc en Alberta et en Saskatchewan débutent en avril par un cours d'orientation de deux semaines à l'intention du personnel de surveillance. Des employés supplémentaires sont recrutés pour avoir, sur le terrain, trois équipes de surveillance, chacune dirigée par un surveillant principal qui rend compte au gérant des services régionaux de surveillance ainsi qu'aux gérants des services d'ingénierie et de protection de l'environnement; les bureaux de ces derniers se trouvent tous à Calgary.

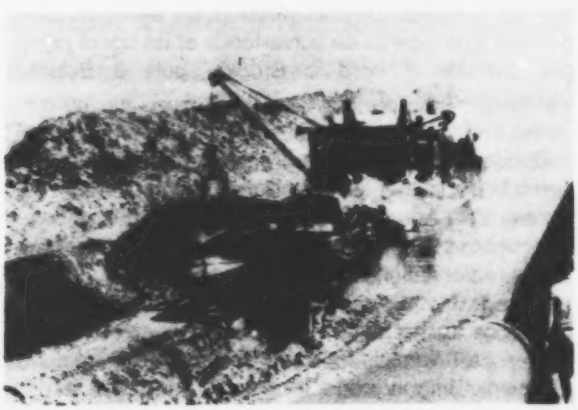
Dès le 10 mai, les trois équipes sont sur le terrain, installées d'abord à Olds et Medicine Hat, en Alberta, et à Maple Creek, en Saskatchewan. Une équipe de quatre membres affectée d'abord à Olds, puis à Brooks, est chargée de la surveillance des travaux de construction de la canalisation principale en Alberta confiés à l'entrepreneur Marine Pipeline Construction of Canada Ltd.

Une équipe de trois agents affectée à Medicine Hat et chargée de la surveillance des travaux exécutés par la société O.J. Pipelines Ltd. en vue du franchissement de la rivière Saskatchewan sud, se voit confier par la suite la surveillance de la construction de la station de compression à Jenner (Alberta) par la Brown and Root Ltd. En Saskatchewan, une équipe de cinq personnes affectée initialement à Maple Creek et chargée de la surveillance de la construction, par la Majestic Wiley Contractors Ltd., de la canalisation principale, se rend ensuite à Shaunavon, en Saskatchewan, suivant ainsi la marche des travaux en direction sud-est. L'équipe de Medicine Hat assure la surveillance des travaux préliminaires de construction des stations de compression à Piapot et Monchy, en Saskatchewan, ainsi que ceux des installations de comptage, à Monchy, entrepris en août 1981 par l'Interpro Contractors Ltd. Le personnel assure aussi la surveillance requise des travaux de remise en valeur de la surface de l'emprise, pour l'embranchement ouest, et de construction d'une station de comptage à Kingsgate, en Colombie-Britannique.

Vu l'intérêt que porte le gouvernement de l'Alberta au projet et les responsabilités qui lui incombent en ce qui concerne certains aspects de la protection du milieu naturel, l'entente administrative conclue en août 1980 entre l'Administration et le gouvernement provincial est révisée afin de permettre à l'Alberta de fournir des spécialistes à temps partiel pour travailler de concert avec les équipes de surveillance de l'Administration. En Saskatchewan, les autorités provinciales sont pleinement informées des travaux et de tout ce qui touche à la qualité du milieu; le personnel de l'Administration et les fonctionnaires sur le terrain se réunissent périodiquement pour s'assurer qu'il est tenu compte des préoccupations provinciales.

Les agents principaux de surveillance de l'Administration demeurent en contact suivi avec les principaux représentants de la Foothills sur le terrain et discutent avec eux dès le départ de leurs réticences à l'égard du respect des modalités par la firme. Diverses préoccupations particulières font l'objet de notes écrites; chaque fois que la firme omet d'y donner suite, un rapport de non-conformité est dressé. À tout prendre, les questions préoccupantes soulevées par les équipes de surveillance sont relativement peu nombreuses, étant donné que les travaux de construction dans cette région de plaines et de terres cultivées ne posent pas de problèmes graves.

Au cours de la période de construction, en 1981, trois rapports de non-conformité sont dressés, tous liés à la protection du milieu naturel. Le premier porte sur la conservation d'une zone-tampon de végétation entre l'emprise et les cours d'eau, ainsi que sur les méthodes manuelles d'essartage le long des rives des cours d'eau. Le deuxième rapport porte sur l'exécution de travaux dans la région de la rivière Red Deer en dehors de la période prescrite, c'est-à-dire celle durant laquelle le poisson risque le moins de souffrir des effets



Creusage dans les Grandes collines Sand de la Saskatchewan. Cette trancheuse peut creuser un fossé de 3m (10 pi) de profondeur et de 2m (6,5 pi) de largeur de sorte qu'un minimum de 0,8m (3 pi) de terre recouvre le pipe-line.

de l'envasement. Une solution satisfaisante est trouvée dans les deux cas. Le troisième rapport porte sur l'interruption de l'écoulement des eaux à Bone Creek (Saskatchewan), qui a entraîné la mort d'un certain nombre de poissons.

Les questions soulevées dans les notes écrites des agents de surveillance ont trait à la protection insuffisante des sites archéologiques, aux fuites d'huile et d'autres fluides sur la surface de l'emprise, ainsi qu'à la longueur excessive des tranchées et l'envasement des cours d'eau, ce qui a inutilement perturbé l'habitat de la faune aquatique et terrestre. Dans tous les cas, les problèmes sont réglés rapidement et de façon satisfaisante.

Au cours de la saison 1981, les trois entrepreneurs construisent une longueur totale de 439 km (266 mi) de l'embranchement est du gazoduc: 171 km (106 mi), en quatre tronçons, en Alberta et 258 km (160 mi) en Saskatchewan. L'unique interruption importante se produit du 25 juillet au 6 août, lorsque les soudeurs font la grève pendant 10 jours.

Les travaux de construction de 1981 se terminent en novembre et les bureaux de surveillance de Brooks et de Shaunavon sont alors fermés. Le bureau de Medicine Hat demeure ouvert pour la surveillance des travaux de construction de la station de compression qui se poursuivent tout l'hiver, sauf pour un arrêt de la mi-décembre à la mi-janvier.

Les travaux reprennent en mars 1982 pour la construction des 207 km restants (129 mi) de l'embranchement est en Alberta; le niveau d'activité est inférieur à celui de 1981 et deux équipes de surveillance seulement sont envoyées sur place. Une équipe, composée du surveillant principal et d'un adjoint, est affectée à Medicine Hat à la surveillance des travaux de construction de la station de compression. La seconde, comprenant trois agents de surveillance et un agent principal, travaille d'abord à Brooks, puis à Beiseker (Alberta).

Pendant la période d'activités, les communications entre les bureaux de surveillance sur le terrain et le bureau de l'Administration, à Calgary, sont assurées en tout temps au moyen de téléphones, d'unités mobiles de radiotéléphones et de télécopieurs. En 1981, on modifie la façon de présenter les rapports quotidiens en vue de fournir plus de précisions aux divisions pertinentes de l'Administration et de réduire les délais de diffusion. Chaque matin, les agents principaux de surveillance sur le terrain transmettent désormais par télécopieur un rapport contenant des données sur la construction et les progrès accomplis la veille, les problèmes survenus et les solutions trouvées. Ces rapports sont analysés et convertis, à l'aide d'un microordinateur, en un rapport quotidien de surveillance diffusé aux fonctionnaires de l'Administration, au bureau du directeur général à Ottawa, à l'Office national de l'énergie et aux ministères provinciaux intéressés. Ce rapport quotidien vise à fournir des données complètes sur les travaux de construction et leur évolution tout au cours du projet.

Mesures spéciales pour la protection de l'environnement

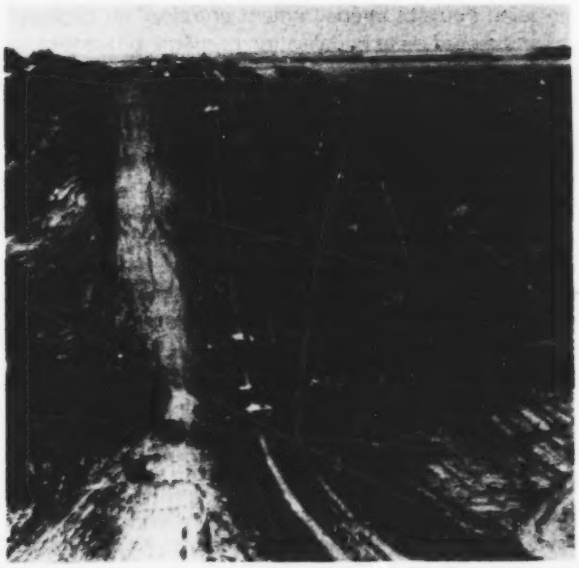
Outre la surveillance habituelle des travaux de construction décrite précédemment, l'Administration prend certaines dispositions pour réduire les répercussions nuisibles de la construction sur la faune aquatique et terrestre et prévoit la remise en valeur des terres selon diverses modalités.

L'Administration impose des restrictions sur la poursuite des travaux de construction, avant le 15 juillet, dans le voisinage des régions de nidification de la buse rouilleuse, de la buse de Swainson et du faucon des Prairies, le long de l'embranchement est, afin de réduire les risques de perturber ces oiseaux de proie pendant la période de couvaison et de développement des oisillons. Le personnel de l'Administration et de la Foothills chargé d'assurer la surveillance des nids habités ne rapporte aucun abandon.

On constate aussi que l'établissement d'un calendrier des travaux est le moyen le plus efficace de réduire l'impact nuisible sur les mammifères. Il n'y a pas de construction pendant l'hiver, saison où les ongulés, comme le chevreuil et l'antilope, sont le plus sensibles aux perturbations. Les agents de l'Administration ont observé les animaux traversant la bande de terre qui constitue l'emprise et surveillé les activités ambiantes et n'ont pas noté d'effets nuisibles.

Aux mesures de protection de l'environnement prises pendant la construction du gazoduc s'ajoutent d'autres dispositions d'égale importance, c'est-à-dire la remise en valeur des terres et la reconstitution de la végétation. Soucieuse surtout de contrôler et de réduire les risques d'érosion, l'Administration exige de la Foothills qu'elle se charge de restaurer dans leur état primitif de productivité les terres ravagées par les travaux de construction ou autres.

Au cours de l'été 1981, et conformément aux plans approuvés par l'Administration, la Foothills ensemence de nouveau la surface de l'emprise correspondant au tronçon sud de l'embranchement ouest en Colombie-Britannique.



Des soudeuses automatiques sont descendues dans la Irishman's Coulee (est de l'Alberta) à 45m (140 pi) de profondeur.

Dans les régions sablonneuses de l'est de l'Alberta et du sud-ouest de la Saskatchewan, le long de l'embranchement est, il faut recourir à des méthodes spéciales de restauration de la couverture végétale, notamment à la plantation d'arbustes, à l'enfouissement de paille dans le sol le long des ravins escarpés et de la berge des rivières, et à l'utilisation d'une enfouisseuse de semences Hodder. Utilisée pour la première fois au Canada, sur une distance de 26 km (16 mi) cette machine creuse de petites dépressions dans le sol, ce qui retient l'humidité et assure aux plantes un environnement favorable.

Au cours de l'hiver, le personnel de l'Administration chargé de la protection de l'environnement élabore un plan de vérification des parties terminées de l'emprise en vue d'assurer le respect des conditions de protection du milieu naturel, y compris le contrôle de l'érosion, le rétablissement de la végétation, la stabilité des pentes, la qualité de l'eau et la protection de la faune aquatique et terrestre.

Travaux techniques

Au début du printemps de 1981, l'Office national de l'énergie accorde à la Foothills (Alta.) Ltd. et à la Foothills (South B.C.) l'autorisation d'ouvrir l'embranchement ouest du gazoduc; en mai, le fonctionnaire désigné de l'Administration donne son approbation à tous les devis pour la construction de la station de comptage de Kingsgate (C.-B.). L'autorisation d'ouvrir cette station est accordée en octobre 1981 et la construction de l'embranchement ouest prend fin.

Dès la mi-juillet 1981, le fonctionnaire désigné approuve tous les devis pour la première saison de construction de l'embranchement est, en Alberta et en Saskatchewan, conformément aux ordonnances techniques. Émises en janvier 1979, ces ordonnances stipulent que chaque filiale de la Foothills est tenue de faire aprouver au préalable par le fonctionnaire désigné les devis et les critères de construction. Les sociétés doivent aussi fournir des renseignements à l'appui de leurs devis, notamment les rapports concernant les essais sur le terrain. En outre, les ordonnances précisent les critères et les méthodes de construction, ainsi que les procédures d'inspection à suivre par les sociétés.

Le programme de construction de 1981 en Alberta comprend l'aménagement de quatre tronçons (une longueur de 171 km (106 mi)), ainsi qu'une station de compression à Jenner. La portion des travaux exécutés en Saskatchewan comprend 258 km (160 mi) de canalisation, ainsi que des stations de compression à Piapot et à Monchy et une station de comptage à Monchy.

Avant de les approuver, les ingénieurs de l'Administration examinent environ 380 plans ainsi qu'un grand nombre de rapports exposant en détail les critères spécifiques de conception des ouvrages pour 1981. Les membres du personnel assistent à tous les essais hydrostatiques du gazoduc pour s'assurer qu'ils sont conformes au règlement de l'Office national de l'énergie, et aux pratiques et procédures établies.

En mars 1982, l'Office national de l'énergie accorde à la Foothills (Alta.) et à la Foothills (Sask.) l'autorisation d'ouvrir la portion de l'embranchement aménagée en 1981.

En ce qui concerne les travaux de construction de l'embranchement est, en 1982, le personnel de l'Administration examine les plans et les rapports concernant les critères spécifiques de conception. Les travaux exécutés en Alberta comportent 207 km (126 mi) de canalisation, en quatre tronçons, la construction d'une seconde unité de compression fonctionnant à l'électricité, à Jenner, et l'installation des dernières valves. Dès le mois de mars 1982, la Foothills (Alta.) reçoit du fonctionnaire désigné l'approbation de tous les devis requise pour entreprendre les travaux de construction. En Saskatchewan, ceux-ci ont porté sur l'installation de valves et l'achèvement de la construction des stations de compression à Piapot et à Monchy, la station de comptage de Monchy et une station de compres-

sion supplémentaire à Richmound. La Foothills (Sask.) reçoit l'autorisation de procéder à la construction de la station de Richmound au début de 1982.

Tout au long de l'année, les ingénieurs de l'Administration sont appelés à se pencher sur plusieurs principes généraux de conception technique, et à contrôler les travaux, notamment:

- l'approbation des caractéristiques des tubes de conduite, valves et raccords pour la deuxième étape;
- l'approbation des critères de tension et leur conciliation avec le plan de canalisation pour l'embranchement est en Alberta et en Saskatchewan;
- les modifications apportées aux études sur le système d'écoulement de façon que le dernier point d'écoulement à froid, au Yukon, soit plus au sud, et modifier la conception technique pour permettre d'utiliser la première étape de l'embranchement est pour le transport de volumes additionnels de gaz naturel, via l'Alberta, pour le compte de TransCanada Pipelines;
- les caractéristiques techniques de construction des stations de compression de la deuxième étape qui serviront à la Foothills (Yukon) en Alberta et en Saskatchewan;
- les critères de conception technique pour les ouvrages d'enjambement de certains cours d'eau et rivières dans le sud du Yukon;
- une série de rapports exposant en détail le potentiel de liquéfaction le long de tronçons particuliers de la canalisation au Yukon; et
- la mise à jour de la description du programme visant à empêcher la poussée de gel verticale.

Programme d'essai à Quill Creek

Depuis le démarrage des travaux effectués par la Foothills (South Yukon) en avril 1981, le personnel de l'Administration poursuit son activité de surveillance à l'installation d'essais de Quill Creek, à 300 km (186 mi) au nord-ouest de Whitehorse. Ce programme d'essai de diverses conceptions techniques de construction de pipe-lines dans le pergélisol discontinu aidera à déterminer la façon la plus efficace et la plus économique de s'attaquer au problème de l'affaissement du sol suite au dégel. Ce phénomène se produit lorsqu'une canalisation souterraine transporte du gaz à une température supérieure au point de congélation de l'eau, ce qui entraîne le dégel du pergélisol environnant et a pour effet d'affaiblir l'assise de la canalisation par suite de l'érosion. Les changements de température ou de pression peuvent ultérieurement entraîner un déplacement excessif de la canalisation et même provoquer sa rupture.

Le phénomène inverse se produit lorsqu'une canalisation refroidie transporte un produit à des températures inférieures au point 0°C (32°F) dans une région où le sol est dégelé. Dans ce cas, il y a risque de poussée de gel verticale, ou de soulèvement de la canalisation lorsque l'humidité du sol se transforme en glace. Tout au long de l'année 1981-1982, les promoteurs du gazoduc en Alaska, la Northwest Alaskan Pipeline Company, poursuivent des essais sur ce problème.

Au cours de la construction du site d'essais à Quill Creek, au début de 1981, des tuyaux sont enterrés dans des tranchées classiques ou posés sur des remblais. Ensuite, de l'air chaud est pompé dans le tuyau pour simuler le mouvement du gaz naturel. Autour du tuyau, dans le sol, sont installés des thermistors, instruments qui enregistrent les variations de la température du sol dues à la chaleur du pipe-line et aux changements saisonniers. La Foothills compte comparer les températures enregistrées à celles qui avaient été prévues au moyen des modèles pour établir dans quelle mesure les sols contenant beaucoup de glace peuvent être endommagés par les divers types de pipe-line et modes d'installation.

En outre, on fait à Quill Creek des expériences sur les techniques de contrôle de l'érosion, la préparation des tranchées, les répercussions du forage et du dynamitage, ainsi que sur l'utilisation de glace en fragments pour construire une chaussée protectrice au-dessus de la couche de pergélisol. On procède aussi à des essais en vue de déterminer les conséquences possibles des phénomènes telluriques sur la canalisation, son revêtement ou son système de protection cathodique. Par phénomènes telluriques, on entend les courants électriques qui circulent dans le sol et sont provoqués par les variations du champ magnétique terrestre.

En septembre 1981, la Foothills commence à présenter à l'Administration des rapports contenant les données recueillies et les observations faites au site même.

À la mi-septembre 1981, les travaux de construction à Quill Creek reprennent pendant un mois pour permettre à la Foothills d'évaluer les moyens de construire des voies d'accès et des aires de travail dans les régions de pergélisol pendant la période de dégel maximale de la couche de terre au-dessus du pergélisol. Les résultats des essais serviront à déterminer les possibilités de construire en été les voies d'accès et les aires de travail dans les régions soumises au gel et au dégel saisonniers, là où l'installation de la canalisation est prévue sur des remblais.

Dispositif d'expérimentation à la base d'essai de Quill Creek au Yukon. Il s'agit d'une base isolée sur laquelle est déposé le conduit qui est ensuite recouvert d'une structure en béton manufacturé qui le protégera et l'empêchera de réagir verticalement ou horizontalement aux variations de température et de pression.

En décembre 1981, la Foothills (Yukon) annonce sa décision de changer le dernier point d'écoulement à froid, de la station de compression au sud de Beaver Creek, au Yukon, à un point situé à 149 km (93 mi) au sud-est, sur la rive ouest du lac Kluane. Les résultats de son programme de forage géotechnique, de cartographie et d'analyse ont porté la firme à croire qu'elle a sous-estimé, dans son étude initiale, l'importance de la couche de pergélisol le long de ce tronçon du pipeline. Par suite de ces travaux, la Foothills considère qu'en acheminant le gaz réfrigéré jusqu'à la station de compression du lac Kluane, elle réussira non seulement à réduire les problèmes de l'affaissement du sol consécutif au dégel, mais aussi à rendre ses opérations plus rentables. Pour maintenir la température du gaz en provenance de l'Alaska à un niveau se situant entre 0° et −5° C, une installation de réfrigération du gaz devra être prévue à la station de compression située au sud de Beaver Creek.

Programme de forage géotechnique

Comme par le passé, le groupe technique de l'Administration surveille la conduite des études géotechniques exécutées par la Foothills pour connaître les conditions du sol le long du tracé projeté au Yukon et aux emplacements des stations de compression et autres installations.

Outre les trous de sonde forés en vue de connaître l'importance de la couche de pergélisol et de tester la stabilité des pentes d'accès aux ouvrages de franchissement de cours d'eau, la firme poursuit un programme de forage pour vérifier s'il existe du sable et du gravier le long du tracé du pipe-line de la partie méridionale du Yukon.

Parallèlement aux essais effectués sur le terrain et en laboratoire pour déterminer les propriétés et les conditions du sol, la Foothills installe des instruments pour contrôler la température du sol, les poussées de

Des géotechniciens mettent en place des foreuses qui leur permettront de prélever des carottes-échantillons de terre le long de la route de l'Alaska près du lac Marsh au Yukon.

gel verticales, la résistance du sol après le dégel et les conditions de l'eau souterraine à de nombreux endroits le long du tracé projeté du pipe-line et aux emplacements des installations connexes, par exemple les stations de compression et les camps de travailleurs.

Vers la fin de l'année financière, la Foothills entreprend une enquête sur les conditions du sol sur une distance de six kilomètres (quatre mi), au fond du lac Kluane, le plan d'eau le plus important à faire franchir au gazoduc, selon les plans. L'enquête a pour objet d'établir la stabilité des rives et du fond du lac et les possibilités de liquéfaction advenant un tassement ou un effondrement en cas de séisme.

Contrôle des bris de tuyaux

Au mois d'août 1981, l'Administration reçoit le rapport final contenant les résultats d'une série de sept essais de résistance des tuyaux effectués par la Foothills (Yukon) entre décembre 1979 et avril 1981 à sa nouvelle installation située près de Rainbow Lake, dans le nord-ouest de l'Alberta. Ce rapport, exigé par les ordonnances techniques, a pour objet d'étayer la méthode de contrôle du bris des tuyaux proposée par la firme. Le programme d'essais visait à établir la résistance au bris d'un tuyau de grand diamètre dans des conditions de contrainte semblables à celles qui sont prévues pour les principaux tronçons du gazoduc.

Le rapport sur les essais de résistance confirme l'assertion de la Foothills qu'un tuyau fabriqué selon les caractéristiques techniques proposées a une résistance suffisante pour limiter l'extension des fissures. La méthode proposée par la Foothills repose sur cette conclusion et l'exigence d'une robustesse exceptionnelle en vue de réduire les possibilités d'éclatement du tuyau. L'Administration et l'Office national de l'énergie examinent le rapport sur les essais et le document sur le contrôle du bris des tuyaux au cours du dernier trimestre de 1981, après quoi certaines modifications relatives à la distribution des tuyaux et à la surveillance sont apportées, le tout étant approuvé par l'agent désigné en janvier 1982.

Ces caractéristiques techniques adoptées, il ne reste plus qu'à étudier celles des tuyaux et des raccords pour les travaux de construction de la deuxième étape. Celles-ci sont approuvées par le fonctionnaire désigné en février et mars 1982.

Finances, personnel et langues officielles

Finances et personnel

L'article 12 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration, et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi prescrit que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe B le rapport du Vérificateur général pour la période se terminant le 31 mars 1982.

Le budget de fonctionnement de l'Administration pour 1981-1982 s'élevait à 9,1 millions de dollars. Les dépenses réelles ont été de 7,1 millions, soit 2 millions de moins que la somme approuvée par le Parlement. Le nombre d'années-personnes autorisé pour 1981-1982 totalisait 132, dont 105 seulement ont été employées. L'écart entre les prévisions et la réalité tient à l'étalement des plans relatifs à la deuxième étape des travaux de construction des tronçons nord.

L'article 29 de la Loi prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 46.1(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Au cours de l'année, l'Administration a récupéré 7,2 millions de dollars, représentant le solde non recouvré de l'année précédente et une partie des dépenses de 1981-1982. Ce montant a été crédité au Fonds du revenu consolidé.

Plan des langues officielles

Bien que l'Administration du pipe-line du Nord soit désignée comme un employeur distinct à la partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique* et ne soit pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la Fonction publique*, elle applique généralement les lignes de conduite et méthodes en matière de langues officielles établies pour les autres ministères et organismes gouvernementaux et se conforme autant que possible aux dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

L'Administration répond aux demandes de renseignements en anglais ou en français et met à la disposition du public des documents dans les deux langues officielles. À Ottawa, les employés, dont 30 pour 100 sont de langue maternelle française, peuvent travailler et recevoir des services dans la langue de leur choix. En tenant compte du principe du mérite, l'Administration fait tout son possible pour équilibrer la représentativité des deux groupes linguistiques; par exemple, elle fait annoncer des concours dans les journaux des groupes linguistiques minoritaires. À Calgary, la langue de travail est l'anglais, mais l'Administration fait en sorte qu'au moins deux membres du personnel, un agent et un employé de soutien, puissent fournir des services en français à la population.

Cette politique est énoncée dans le plan des langues officielles de l'Administration et son application fait l'objet d'une évaluation annuelle.

Les citoyens qui désirent faire des observations sur l'aspect linguistique des services peuvent communiquer avec le Chef, Services administratifs du siège social à l'adresse figurant à l'annexe D à la page 36.

Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord

L'Administration a été créée le 13 avril 1978 en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour superviser les travaux de planification et de construction de la partie canadienne du gazoduc de la route de l'Alaska, qui donnera accès aux importantes réserves arctiques de gaz naturel du Canada et des États-Unis.

La Loi autorise en outre la mise en œuvre de l'accord bilatéral que les deux pays ont conclu le 20 septembre 1977 et qui régit le projet commun de construction d'un gazoduc d'une longueur de 9 000 km (5 500 mi). L'annexe C donne une brève description du réseau.

L'Administration est le principal instrument d'application de la Loi. Son mandat est double: d'abord, réglementer l'entreprise et faciliter la bonne marche des travaux de planification et de construction du réseau au Canada dont est chargé le groupe Foothills, et ensuite, maximiser les avantages économiques, énergétiques et industriels du pipe-line pour les Canadiens en réduisant au minimum les répercussions fâcheuses qu'il pourrait avoir sur le milieu social et l'environnement. Aux termes de la Loi, l'Administration doit tenir compte, dans les régions touchées par les travaux, des intérêts locaux et régionaux des habitants, et particulièrement des autochtones.

En avril 1978, la Chambre des communes prenait une initiative sans précédent en acceptant la création du Comité permanent sur les pipe-lines du Nord pour surveiller l'application de la Loi et les activités de l'Administration. Depuis sa création en juin de la même année, le Comité s'est réuni à plusieurs reprises pour entendre des témoignages, dont ceux des représentants de l'Administration et des sociétés canadiennes et américaines responsables des travaux.

En juin 1978, le Sénat adoptait une motion portant sur la création du Comité spécial sur le pipe-line du Nord, chargé d'enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction du pipe-line devant servir au transport du gaz naturel de l'Alaska et du nord du Canada. Le comité sénatorial a également tenu plusieurs audiences.

L'Administration du pipe-line du Nord a un rôle d'agence centralisatrice par laquelle le gouvernement fait presque toutes ses communications avec le groupe Foothills, légalement autorisé à réaliser le projet au Canada. La Loi délègue à l'Administration maints pouvoirs de réglementation d'autres ministères et organismes concernant la planification, la construction et l'exploitation de la partie canadienne du réseau, exception faite des fonctions dévolues strictement à l'Office national de l'énergie et de celles que les deux organismes exercent conjointement. Il appartient aussi à l'Administration de faciliter la coordination des travaux auxquels participent d'autres ministères et organismes fédéraux, d'autres paliers de gouvernement au Canada ainsi que des ministères et organismes américains.

L'Administration est gérée et dirigée par un ministre désigné à cette fin par le gouverneur en conseil. Le directeur général, nommé par décret, seconde le ministre au siège social de l'Administration situé à Ottawa. Le principal bureau administratif se trouve à Calgary et est administré par un directeur nommé par décret, qui s'occupe aussi de la gestion quotidienne des bureaux régionaux de Vancouver (Colombie-Britannique) et Whitehorse (Yukon). Conformément à la Loi, un membre de l'Office national de l'énergie exerce, à titre de fonctionnaire désigné et directeur adjoint de l'Administration, les pouvoirs de l'Office qui lui ont été délégués le 27 juillet 1978. Suite à une nouvelle délégation de pouvoirs de l'Office, le fonctionnaire désigné est autorisé depuis septembre 1981 à exercer les pouvoirs prévus aux parties I, II et III du Règlement sur les gazoducs à l'égard du gazoduc de la route de l'Alaska. À l'annexe D, page 36, on trouvera la liste des cadres supérieurs de l'Administration en poste à la fin de l'année financière et l'adresse des bureaux de l'Administration.

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR GENERAL OF CANADA

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

L'honorable H. A. (Bud) Olson, C.P., sénateur
Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1982. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1982 conformément aux conventions comptables décrites dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Le vérificateur général du Canada

Ottawa (Ontario)
le 15 septembre 1982

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

(Constituée en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord)

État des dépenses et des recettes
pour l'exercice terminé le 31 mars 1982

	1982	1981
Dépenses		
Traitements et prestations aux employés:	$ 4,519,297	$ 3,357,938
Location	838,042	656,496
Transports et communications	809,405	735,112
Services professionnels et spéciaux	518,743	618,215
Fournitures et approvisionnements	221,474	160,525
Mobilier et matériel	97,744	102,317
Information	73,707	82,478
Autres	58,547	42,207
	7,136,959	5,755,288
Recettes créditées au Fonds du revenu consolidé		
Frais recouvrés de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (note 3)	7,137,897	5,281,488
Autres recouvrements	38,306	4,116
	7,176,203	5,285,604
Excédent des dépenses sur les recettes (des recettes sur les dépenses)	$ (39,244)	$ 469,684
Provenance des fonds:		
Crédits parlementaires (note 4)	$ 7,133,491	$ 5,754,132
Ministères qui ont fourni des services gratuitement	3,468	1,156
	$ 7,136,959	$ 5,755,288

Approuvé par:

Le directeur général,

L'agent financier supérieur,

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état financier du 31 mars 1982

1. Instrument d'autorisation et objectif

L'Administration a été constituée le 13 avril 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978, chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel au mieux des intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

2. Conventions comptables

Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1er avril, exception faite des coûts relatifs au plan de prévoyance pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses lorsqu'ils sont acquittés. Les acquisitions en capital sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice de l'achat. Les dépenses comprennent également tous les coûts réels supportés au nom de l'Administration par d'autres ministères, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés qui sont calculées d'après l'effectif prévu au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires ou sont supportées par les ministères qui fournissent gratuitement des services.

Recettes

Les recettes sont comptabilisées lorsqu'elles sont créditées au Fonds du revenu consolidé. Les frais de l'Administration sont entièrement recouvrables de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. au moyen de facturations trimestrielles.

3. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1982	1981
Coûts à recouvrer au titre de l'exercice		
Dépenses de l'exercice	$7,136,959	$5,755,288
Autres recouvrements	(38,306)	(4,116)
	7,098,653	5,751,172
Coûts à recouvrer au cours de l'exercice suivant	(1,917,971)	(1,957,215)
Coûts de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	1,957,215	1,487,531
	$7,137,897	$5,281,488

4. Crédits parlementaires

	1982	1981
Développement économique (1981—Conseil privé), crédit 5 (1981—crédit 25)—dépenses du programme	$8,474,000	$7,672,000
Statutaire—Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	595,000	535,000
	9,069,000	8,207,000
Montant annulé en conformité avec l'article 30 de la Loi sur l'administration financière	(1,935,509)	(2,452,868)
	$7,133,491	$5,754,132

5. Plan de prévoyance pour les employés

Les employés des niveaux supérieurs et certains autres employés-clés qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à l'achèvement de leur tâches et pour une période de plus de deux ans ont droit à une indemnité de cessation d'emploi correspondant à 13 pour cent de la somme totale de leur traitement. Ces coûts éventuels, en tenant compte du nombre d'employés inscrits à l'effectif à la fin de l'exercice et pouvant avoir droit à cette indemnité, sont évalués à $695,000 (1981 — $463,000). Ces coûts, une fois payés, seront recouvrés de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

6. Événements postérieurs à la date du bilan

Le 1er mai 1982, les responsables américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée de deux ans, c'est-à-dire jusqu'en 1989. Toutes les parties doivent réduire leurs activités de manière à respecter le nouveau calendrier des travaux. L'Administration doit donc réaménager l'échelonnement de ses opérations en fonction de celles de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

Dans une certaine mesure, l'Administration peut avoir recours aux détachements et à d'autres modalités pour réduire son personnel. Toutefois, l'on prévoit que certains employés devront quitter leur emploi. L'Administration a élaboré un plan de cessation d'emploi dans le cas de ces employés. Ce plan est différent du plan de prévoyance auquel fait allusion la note 5, les dispositions de ce dernier plan n'étant pas appropriées dans les circonstances présentes. Il est impossible d'évaluer le coût réel du plan de cessation d'emploi parce que le calcul du nombre d'employés admissibles à une indemnité est fonction d'un certain nombre de conditions.

Description du projet

Le gazoduc de la route de l'Alaska consiste en un réseau de canalisations à grand diamètre qui servira d'abord à acheminer jusqu'aux 48 États du sud le gaz naturel du versant nord de l'Alaska, puis, grâce à la canalisation latérale de Dempster, donnera accès en temps voulu aux réserves de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, dans les Territoires du Nord-Ouest.

En 1980, les autorités canadiennes et américaines ont approuvé la construction préliminaire des embranchements est et ouest, qui forment la partie sud du réseau, afin que les surplus de gaz canadien puissent être exportés vers les marchés américains. Cette première étape des travaux est brièvement exposée plus loin.

La Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., de Calgary (Alberta), est la société promotrice de la partie canadienne du projet. Elle appartient, à parts égales, à la Nova, An Alberta Corporation, de Calgary, connue auparavant sous le nom de Alberta Gas Trunk Line Company Ltd., et à la Westcoast Transmission Company Ltd., de Vancouver (Colombie-Britannique).

Au Canada, le réseau principal comptera cinq tronçons construits par cinq filiales:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
Foothills Pipe Line (South B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

Une sixième filiale, la Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., construira la canalisation latérale de Dempster si l'Office national de l'énergie approuve le projet.

Du côté américain, le tronçon de l'Alaska sera construit et exploité par la Northwest Alaskan Pipeline Company pour le compte de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. Au sud du 49e parallèle, la Northern Border Pipeline Company, consortium de sociétés expéditrices américaines et filiale de la TransCanada PipeLines Ltd., a déjà construit la majeure partie de l'embranchement est. Par ailleurs, deux sociétés de la Californie, la Pacific Gas Transmission Company et sa société mère, la Pacific Gas and Electric Company, ont terminé la construction préliminaire de l'embranchement ouest aux États-Unis.

La canalisation principale, qui aura un diamètre variable (1 422, 1 219, 1 067 et 914 mm), s'étendra sur près de 7 720 km répartis à peu près comme suit: 3 270 au Canada, 1 180 en Alaska et 3 270 au sud du 49e parallèle[1]. Si le projet de la canalisation latérale de Dempster est approuvé, un tronçon de 1 200 km de longueur et de 860 mm de diamètre s'ajoutera au réseau.

Au Canada, la canalisation principale aura les dimensions suivantes[2]:

Yukon	375 km de longueur et 1 219 mm de diamètre
	443 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Colombie-Britannique (nord)	715 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Alberta	634 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
	377 km de longueur et 1 067 mm de diamètre
	301 km de longueur et 914 mm de diamètre
Saskatchewan	258 km de longueur et 1 067 mm de diamètre
Colombie-Britannique (sud)	171 km de longueur et 914 mm de diamètre

[1] Le réseau aura une longueur totale de près de 4 790 mi et un diamètre de 56, 48, 42 ou 36 po. Il s'étendra sur 2 030 mi au Canada, 730 mi en Alaska et 2 030 mi au sud du 49e parallèle. Selon les plans actuels, la canalisation latérale de Dempster couvrira environ 746 mi de terrain et aura 34 po de diamètre.

[2]

Yukon	233 mi de longueur et 48 po de diamètre
	275 mi de longueur et 56 po de diamètre
Colombie-Britannique (nord)	444 mi de longueur et 56 po de diamètre
Alberta	334 mi de longueur et 56 po de diamètre
	234 mi de longueur et 42 po de diamètre
	187 mi de longueur et 36 po de diamètre

En Alaska, le gazoduc aura environ 1 180 km de longueur et 1 219 mm de diamètre. Dans les 48 États du sud, l'embranchement est consistera en 1 800 km de tuyaux de 1 067 mm de diamètre. L'embranchement ouest aura 1 470 km de long et le même diamètre[3].

Le réseau est conçu de façon à pouvoir acheminer quotidiennement jusqu'à 68 millions de mètres cubes (2,4 milliards de pieds cubes) de gaz de l'Alaska et, si le projet de canalisation latérale de Dempster est approuvé, une quantité supplémentaire de 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Au début, les dépenses d'immobilisations de tout le réseau, exception faite de la canalisation latérale de Dempster et de l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe en Alaska, avaient été évaluées à 10,7 milliards de dollars (CA), dont 4,3 milliards destinés aux tronçons canadiens, et 6,4 aux tronçons américains. Ces calculs partent du principe que le réseau tout entier sera achevé et en état de fonctionner en janvier 1983, au plus tard, comme le prévoit l'échéancier de l'Accord canado-américain.

Témoignant en octobre 1981 aux audiences du comité du Congrès chargé d'examiner les dispositions de renonciation proposées, John G. McMillian, président de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., déclarait que la construction du réseau tout entier dans les deux pays exigerait entre 38,7 et 47,6 milliards de dollars (US) comprenant l'usine de traitement du gaz et la somme de 2,4 à 2,7 milliards prévue pour les tronçons préliminaires. L'évaluation des capitaux nécessaires a été calculée sur la base d'un éventail de taux d'inflation et d'intérêt aux États-Unis allant de 7 à 11 pour cent et de 10 à 14 pour cent respectivement et d'une nouvelle date d'entrée en service reportée à la fin de 1986.

Aux même audiences, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a évalué à 17,6 milliards de dollars (sous réserve de révision à la hausse) les capitaux nécessaires au financement de la partie canadienne du réseau, à supposer que les travaux soient terminés à la fin de 1986. En mai 1982, la société a déclaré devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord que la construction des tronçons canadiens coûterait environ 19 milliards de dollars (CA) si les travaux étaient achevés en 1987.

À la fin de l'année financière visée, les promoteurs du gazoduc au Canada et aux États-Unis devaient déposer auprès de leur organisme de réglementation respectif les devis révisés en fonction du report de la date d'achèvement à la fin de 1989.

Le tracé proposé du gazoduc est illustré à la page vi.

Première étape: Construction des tronçons sud

Le plan de la première étape prévoit la construction des embranchements est et ouest au Canada et aux États-Unis depuis leur point de jonction avec la canalisation principale, à 105 km (63 mi) au nord de Calgary (Alberta).

Cette étape consiste en l'installation de tubes de canalisation sur une distance de quelque 2 992 km (1 858 mi), dont 850 km (526 mi) au Canada. Les dépenses d'immobilisations sont évaluées à environ 1,4 milliard de dollars (US) pour les tronçons américains et 928 milliards de dollars (CA) pour les tronçons canadiens. Ce dernier montant inclut les frais occasionnés par l'affectation de fonds au cours des travaux ainsi que d'autres dépenses liées au processus de réglementation. Le réseau sera en mesure d'acheminer quotidiennement 32,11 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pieds cubes) de gaz albertain vers les marchés américains; ce débit pourrait atteindre 38,03 millions de mètres cubes (1,35 milliard de pieds cubes) entre 1983 et 1986.

La construction de l'embranchement ouest au Canada, entreprise en août 1980, a nécessité sept doublements de canalisation de 914 mm (36 po) de diamètre sur une distance de 215 km (132 mi). Ces travaux ont été terminés au printemps de 1981.

L'embranchement ouest américain, amorcé en décembre 1980, comporte un doublement du gazoduc de la Pacific Gas Transmission, qui s'étend sur une distance de 258 km (160,5 mi), depuis Kingsgate (C.-B.), située sur la frontière canadienne, jusqu'à Stanfield (Oregon). De là, le gaz canadien est acheminé vers le sud de la Californie grâce aux quelque 565 km (361 mi) de raccordements des gazoducs de la Northwest Pipelines et de la El Paso Natural Gas, qui forment le Western Delivery System. Les réseaux de la Pacific

Saskatchewan	160 mi de longueur et 42 po de diamètre
Colombie-Britannique (sud)	106 mi de longueur et 36 po de diamètre

[3] En Alaska, le gazoduc aura environ 730 mi de longueur et 48 po de diamètre. Dans les 48 États du sud, la longueur de l'embranchement est sera d'environ 1 120 mi et son diamètre, de 42 po. L'embranchement ouest aura environ 911 mi de long et le même diamètre.

Gas Transmission et de la Pacific Gas and Electric seront prolongés de Stanfield à Antioch (Californie), près de San Francisco, pour permettre l'acheminement du gaz alaskain. Le 1er octobre 1981, l'embranchement ouest a servi pour la première fois à livrer du gaz vers les marchés américains.

L'embranchement est, au Canada et aux États-Unis, s'étendra sur 1 956 km (1 215 mi) et aura un diamètre de 1 067 mm (42 po). Dans les deux pays, les premiers travaux remontent à mai 1981 et devaient s'échelonner sur deux ans. (Le réseau est cependant entré en service le 1er septembre 1982.)

Administration du pipe-line du Nord

Cadres supérieurs et adresses des bureaux

Ottawa—Siège social
L'hon. Mitchell Sharp, c.p., directeur général

Immeuble Varette
15e étage
130, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1P 5G4

Calgary—Bureau administratif
M. Harold S. Millican, directeur
M. William A. Scotland, directeur adjoint et fonctionnaire désigné
M. A. Barry Yates, directeur adjoint

4e étage Shell Centre
400, 4e avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 0J4

Vancouver
M. Robert Hornal, directeur pour la Colombie-Britannique

Stock Exchange Tower, Pièce 1590
609, rue Granville
Vancouver (Colombie-Britannique)

Adresse postale

C.P. 10139
Pacific Centre
Vancouver (Colombie-Britannique)
V7Y 1C6

Whitehorse
M. Ken McKinnon, directeur pour le Yukon

Suite 200
4114, 4e Avenue
Whitehorse (Yukon)
Y1A 4N7